

PLAN DE INSPECCIÓN UTILIZANDO LA METODOLOGÍA INSPECCIÓN
BASADA EN RIESGO (RBI) PARA LOS EQUIPOS ESTÁTICOS DE LA SECCION
DE REFORMADO CON VAPOR DE UNA PLANTA DE GENERACIÓN DE
HIDROGENO



MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE
ESPECIALISTA EN GESTION DE LA INTEGRIDAD Y CORROSION

PRESENTA:

ING. RUBÍ ESMERALDA DÍAZ PIRATOVA

UNIVERSIDAD PEDAGÓGICA Y TECNOLÓGICA DE COLOMBIA

BOGOTA

2019

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma de jurado

Tunja, Mayo de 2019

La autoridad científica de la Facultad de Ingeniería reside en ella misma, por lo tanto, no responde por las opiniones expresadas en este trabajo de grado.

CONTENIDO

	Pág.
MONOGRAFIA PARA OBTENER EL TITULO DE	1
ESPECIALISTA EN GESTION DE LA INTEGRIDAD Y CORROSION	1
INTRODUCCIÓN	12
1. DEFINICION DEL PROBLEMA	13
1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	13
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	13
2. JUSTIFICACIÓN	14
3. OBJETIVOS	15
3.1 GENERAL	15
3.2 ESPECIFICOS	15
4. MARCO REFERENCIAL	16
4.1 MARCO TEORICO	16
4.1.1 Riesgo	16
4.1.2 Probabilidad de falla	16
4.1.3 Consecuencia de falla	17
4.1.4 Estimación del riesgo	17
4.2 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO	17
4.2.1 Estimación de probabilidad de falla	19
4.2.2 Estimación de consecuencia de falla	20
4.2.3 Evaluación del deterioro del equipo	22
4.2.4 Variables de proceso por Inspección Basada en Riesgos (RBI)	22
4.3 DESCRIPCIÓN DE LA PLANTA Y / O UNIDAD DE ESTUDIO	24
4.4 MECANISMOS DE DEGRADACIÓN PRESENTES EN UNA PLANTA DE HIDROGENO	28
4.4.1 Creep and Stress Rupture (Fluencia y Esfuerzos de Ruptura)	28
4.4.2 High Temperature Hydrogen Attack “HTHA” (Ataque por Hidrogeno a Alta Temperatura)	28
4.4.3 High Temperature Oxidation (Oxidación a Alta Temperatura)	29
4.4.4 Thermal Fatigue (Fatiga Térmica)	29
4.4.5 Refractory Degradation (Degradación del Refractario)	31

4.4.6 Temper Embrittlement (Fragilización por Revenido)	31
4.4.7 Carbonate Stress Corrosion Cracking	31
4.4.8 Amine Cracking (Agrietamiento por Amina)	32
4.4.9 Chloride Stress Corrosion Cracking (Agrietamiento por Cloruros Asistido por esfuerzos)	32
4.4.10 Steam Blanketing (Blanqueo de Superficie por Vapor o Deposición de Sales)	33
4.4.11 Thermal Shock (Choque Térmico)	33
4.4.12 Short Term Overheating (Sobrecalentamiento a corto plazo)	33
4.4.13 Sigma Phase Embrittlement (Fragilización por Fase Sigma)	33
4.4.14 Reheat Cracking (Agrietamiento por Recalentamiento)	35
4.4.15 Dissimilar Metal Weld “DMW” Cracking (Agrietamiento por Soldadura Metálica Diferente)	35
4.4.16. CO ₂ Corrosion (Corrosión por CO ₂)	35
4.4.17 Amine Corrosion (Corrosión por Amina)	35
4.4.18 Boiler Water Condensate Corrosion (Corrosión por Agua de Caldera)	36
4.4.19 Metal Dusting (Polvo de Metal)	37
5. DISEÑO METODOLÓGICO	38
5.1 METODOLOGÍA DE LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS (RBI)	38
5.1.1 Método de investigación	38
5.1.2 Proyecto de investigación	38
5.1.3 Población	38
5.1.4 Muestra	39
5.2 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	39
5.2.1 Entrevistas no estructuradas	39
5.2.2 Observación directa	39
5.2.3 Observación indirecta	39
5.3 ETAPAS DE LA INVESTIGACIÓN	39
5.3.1 Revisión bibliográfica	39
5.3.2 Diagnóstico del estado actual de los equipos	39
5.3.3 Premisas definidas para la metodología RBI	39
5.3.4 Historia de la inspección	40

5.3.5 Determinación del riesgo por API RP 581	40
5.3.6 Determinación del nivel de riesgo según la matriz de API RP 581	40
5.3.7 Identificación de mecanismos de degradación	40
5.3.8 Elaboración del plan de inspección	40
6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN	41
6.1. DESCRIPCIÓN DE PROCESO DE LA SECCIÓN DE REFORMADO CON VAPOR	42
6.2 DESCRIPCIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN	42
6.2.1 LAZO DE CORROSIÓN LC-01.	42
6.2.2 LAZO DE CORROSIÓN LC-02.	43
6.2.3 LAZO DE CORROSIÓN LC-03.	44
6.3 PLANEACIÓN DE LAS TAREAS DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO.	44
6.3.1 Mecanismos de daño relacionados con la edad (AR)	44
6.3.2 Mecanismos de daño no relacionados con la edad (NAR)	45
6.4 GENERALIDADES DEL PLAN DE INSPECCIÓN	45
6.5 ELABORACIÓN DEL PLAN DE INSPECCIÓN SIGUIENDO LA METODOLOGÍA RBI	46
6.5.1 Plan de inspección del horno reformador “H1”	46
6.5.2 Plan de inspección del intercambiador generador de vapor “E1”	46
6.5.3 Plan de inspección de la línea de transferencia “LT1”	46
6.6 PLAN DE MITIGACIÓN POR EQUIPO	55
7. CONCLUSIONES	58
8. RECOMENDACIONES	59
8. REFERENCIA BIBLIOGRAFICA	60

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Equipos de la sección de reformado con vapor	41
Tabla 3. Plan de inspección del horno reformador “H1”	48
Tabla 4. Plan de inspección del horno intercambiador “E1”	49
Tabla 5. Plan de inspección de la línea de transferencia “LT1” – Material acero al carbono	50
Tabla 6. Plan de inspección de la línea de transferencia “LT1” – Material 1 ¼ Cr – ½ Mo	51
Tabla 7. Mecanismos de daño por equipo y componente	53

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Matriz de riesgo tomada de API RP 581	18
Figura 2. Efectividad de la inspección por API RP 581	18
Figura 3. DF's para la estimación de la probabilidad en API RP 581	20
Figura 4. Paso a paso para la estimación de la consecuencia por API RP 581	20
Figura 5. Diagrama de flujo para el cálculo de la consecuencia por API RP 581	21
Figura 6. Diagrama de Proceso Unidad Generadora de Hidrogeno	27
Figura 6. Matriz utilizada para la evaluación del riesgo	46

LISTA DE GRAFICAS

	Pág.
Grafica 1. Riesgo estimado por equipo	52
Grafica 2. Porcentaje de riesgo estimado por equipo	52
Grafica 1. Riesgo asociado por mecanismos de daño	54

RESUMEN

El presente trabajo muestra la elaboración del plan de inspección de la sección de reformado con vapor de una planta generadora de hidrogeno, tomando como punto de partida la metodología de inspección basada en riesgo (RBI) API RP 581, donde se determinó el riesgo por componente para el horno, intercambiador y línea de transferencia.

Posteriormente se determinaron los mecanismos de degradación contemplados en API RP 571 por equipo y componente que conforman el sistema, luego se procedió con la valoración de la probabilidad y consecuencia donde se halló el riesgo cuantitativo por componente y se determinó que el 3% de los equipos se encontraban en riesgo N, 6% en riesgo L, 88% en riesgo M y 3% en riesgo H.

Con base en lo anterior y siguiendo los lineamientos de la metodología (RBI) del API RP 581 se definieron los planes, tareas, alcance y extensión de la inspección para cada equipo y componente, todo ello con el fin de asegurar la operación confiable y segura de la unidad.

.

ABSTRACT

The present work shows the elaboration of the inspection plans of the steam reforming section of a hydrogen generating plant, taking as a starting point the methodology of risk-based inspection (RBI) API RP 581, where the risk was determined by component for the furnace, exchanger and transfer line.

Subsequently the degradation mechanisms contemplated in API RP 571 were determined by equipment and component that make up the system, then proceeded with the assessment of the probability and consequence where the quantitative risk was found per component and it was determined that 3% of the equipment they were at risk N, 6% at risk L, 88% at risk M and 3% at risk H.

Based on the above and following the guidelines of the methodology (RBI) of the RP 581 API, the plans, tasks, scope and extension of the inspection for each equipment and component were defined, all in order to ensure reliable and safe operation. of the unit.

INTRODUCCIÓN

Una de las mayores afectaciones encontradas a nivel industrial y específicamente en el proceso de refinería, es el deterioro y falla que sufren equipos y tuberías de proceso, producto de la corrosión generada por factores como las condiciones de operación y el medio, las cuales impactan directamente en la eficiencia de los procesos, generando inconvenientes de tipo económico, social y ambiental.

Las condiciones ambientales y los contaminantes presentes en las corrientes de hidrocarburos, intervienen de manera irreversible para que se presente la corrosión tanto interna como externa, es por ello que se hace necesario contar con alternativas que permitan la inspección y el monitoreo de este fenómeno, a fin de hacer seguimiento y control en el deterioro de los equipos y líneas de proceso y así evitar la pérdida de contención de los mismos que conlleve a situaciones irreparables en términos de personas y desastres ambientales.

La metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI) y la norma API RP 571 nos permite identificar, evaluar, definir y caracterizar los mecanismos de degradación presentes en los equipos y líneas en una unidad de proceso, todo ello con el fin de optimizar los recursos de inspección y mantenimiento que nos permitan de manera satisfactoria poder reducir la probabilidad de eventos no deseados y mitigar los riesgos de operación.

En este trabajo el tema de estudio es detallar de manera efectiva las tareas de inspección y/o planes de inspección con la ayuda de la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI), para los equipos estáticos de la sección de reformado con vapor en una unidad generadora de hidrógeno.

1. DEFINICION DEL PROBLEMA

1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA

La unidad generadora de hidrogeno, la conforman varias secciones como son el sistema de compresión, precalentamiento, absorción, desulfurización, conversión y recuperación, cuyo objetivo principal es producir hidrogeno a partir de la reacción entre los gases de combustión, vapor de agua y un catalizador. Las corrientes de proceso en los sistemas que conforman la unidad son de estudio y análisis detallado ya que pueden generar ciertos tipos de degradación tanto en los equipos estáticos tales como (reformador, intercambiadores de calor, tambores).

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Los mecanismos de degradación tienen como resultado la pérdida de espesor y fallas por agrietamiento de dichos equipos, que afectan la capacidad de servicio en operación normal, aumentando la probabilidad de ocurrencia de fallas por fugas de producto debido a roturas con impactos en la seguridad del personal, medio ambiente y producción.

Bajo esta condición, se propone realizar y/o elaborar los planes de inspección, que estén ajustados a las condiciones encontradas en los equipos estáticos, aplicando la metodología Inspección Basada en Riesgo (RBI), a fin de reducir el riesgo mediante el conocimiento y una evaluación asertiva de los mecanismos de daños que amenazan la integridad física de los equipos. Con base en lo anterior y apoyados en las normas API RP 571, API RP 580 y API RP 581, se procederá a la elaboración de los planes de inspección para una unidad generadora de hidrogeno.

2. JUSTIFICACIÓN

Para poder ejecutar correctamente cada una de las tareas de inspección y mantenimiento de los equipos de una unidad, es necesario definir estrategias que conlleven a una política general de inspección y mantenimiento establecida para cada uno de los equipos, cabe resaltar que esta labor no es nada sencilla, ya que es muy dispendioso poder enlazar la frecuencia de inspección y de mantenimiento al mismo tiempo para un equipo.

Con base en lo anterior resulta muy importante establecer una política general de inspección y mantenimiento que eviten tareas y/o actividades excesivas e innecesarias que se convierte en detrimento del activo y en contra de la confiabilidad operacional de cada uno de los equipos que conforman una unidad de proceso.

Por otra parte, la mayoría de los estándares, normas y códigos utilizados para establecer frecuencias de inspección están basados en la probabilidad de ocurrencia de una falla, sin considerar la consecuencia de dicha falla. Estos estándares y códigos generalmente proveen los requerimientos mínimos para las frecuencias de inspección, como una guía para el establecimiento de los planes de inspección.

Otros requerimientos que debe satisfacer un plan de inspección de equipos y pueden ser cubiertos mediante la aplicación de la metodología de (RBI) son los siguientes:

- ❖ Reducir el riesgo de fallas de altas consecuencias.
- ❖ Mejorar la efectividad de los recursos invertidos en las actividades de inspección y mantenimiento.
- ❖ Estimar y evaluar de forma segura los riesgos asociados a las tareas y planes de inspección definidos.
- ❖ Valorar la reducción del riesgo como resultado de la ejecución de las actividades de inspección.
- ❖ Reducir de manera eficaz el tiempo de parada de planta programada de la unidad.
- ❖ Identificar aquellos equipos que pudieran ser intervenidos durante la operación normal de la instalación (inspección On - Stream).

3. OBJETIVOS

3.1 GENERAL

El objetivo del presente trabajo es realizar el plan de inspección de la sección de reformado con vapor de una unidad generadora de hidrogeno, apoyados en la metodología de Inspección Basada en Riesgo desarrollada en la práctica recomendada API RP 580 y tomando como base los mecanismos de daño contemplados en API RP 571 para una unidad generadora de hidrogeno. Todo ello con el fin de evitar un incremento en perdida de contención, así como la reducción del riesgo a través de la mitigación de las consecuencias de eventos no deseados.

3.2 ESPECIFICOS

Con base en la metodología de inspección basada en riesgo (RBI), desarrollar el plan de inspección para los equipos estáticos que conforman el sistema de reformado con vapor de una unidad generadora de hidrogeno, esto con el fin de:

- Estimar el riesgo y definir la criticidad para cada uno de los componentes y/o equipos que conforman la unidad.
- Elaborar el plan de inspección con base a la criticidad del riesgo evaluado para cada uno de los equipos.
- Definir la frecuencia, porcentajes y tipos de inspección para cada uno de los equipos analizados.

4. MARCO REFERENCIAL

4.1 MARCO TEORICO

Debido a lo acelerado y complejo que resulta actualmente la Toma de Decisiones en los procesos productivos, muchas veces las empresas se ven obligadas a ejecutar acciones de inversión basadas en información incompleta, incierta o difusa, debiendo a su vez producir con más bajo costo, mejor calidad y mayor nivel de Confiabilidad.

El propósito de la clasificación de riesgo por equipo es proveer las bases para tener una idea de la inspección directa con respecto al riesgo, donde los recursos de mantenimiento (tiempo y dinero) se puedan optimizar en el programa de inspección. Esto da como resultado operaciones más seguras y confiables.

4.1.1 Riesgo. El riesgo es un término de naturaleza probabilística, representa la posibilidad de que el peligro se convierta en daño. En la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI), el riesgo describe una combinación de la consecuencia y la frecuencia de una pérdida. Los eventos de bajo riesgo son aquellos con una probabilidad de ocurrencia muy baja y sin pérdidas significativas.

El comprender el aspecto bidimensional del riesgo permite una nueva percepción del uso del riesgo como una herramienta para la jerarquización de las actividades de inspección. Por lo tanto para la metodología de (RBI) el riesgo será:

$$\text{Riesgo (Consecuencias/Año)} = P \times C$$

Donde:

P = Probabilidad o frecuencia de ocurrencia de un evento (Eventos/Año).

C = Consecuencias del evento (Consecuencias/Evento).

El análisis de esta ecuación permite entender el poder de esta figura de mérito o indicador para el diagnóstico de situaciones y la toma de decisiones. A través de este indicador, pueden compararse situaciones y escenarios que bajo una perspectiva cotidiana resultaran disímiles, pero bajo ciertas circunstancias deben evaluarse y considerarse en un proceso de toma de decisiones. [1]

4.1.2 Probabilidad de falla. Es la susceptibilidad de que un evento o falla llegue a ocurrir o a materializarse en un equipo o componente en un determinado periodo de tiempo, basando su valor en las condiciones de operación, condiciones de diseño, historial de falla, mecanismos de degradación. [1]

4.1.3 Consecuencia de falla. Es debido al impacto que tiene un evento o falla para la empresa, desde el punto de vista operacional, económico, seguridad y ambiente. [1]

4.1.4 Estimación del riesgo. Proceso usado para asignar valores a la susceptibilidad y la consecuencia de un riesgo. Esta puede considerar costos, beneficios, aspectos de seguridad, higiene y ambiente. [1]

La estimación del riesgo permite tomar decisiones más certeras relacionadas con:

- ❖ Planes de Inspección
- ❖ Alcances de Paradas de Plantas
- ❖ Rediseños
- ❖ Renovación de Equipos

4.2 INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO

En la mayoría de las plantas y/o unidades de proceso, un alto porcentaje del riesgo es asociado a pequeños porcentajes de equipos. El RBI permite turnar las inspecciones y mantener los recursos, para proveer un alto nivel de mantenimiento e inspección en los equipos de alto riesgo y una inspección apropiada en los equipos de bajo riesgo.

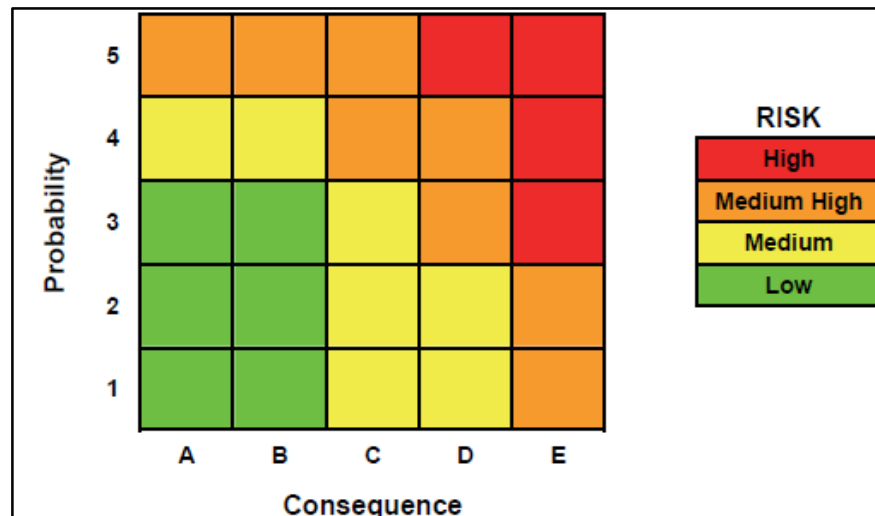
El propósito fundamental de la metodología RBI son los siguientes:

- ❖ Proporcionar la capacidad de definir y medir el riesgo, creando una herramienta de gran alcance para manejar muchos de los elementos importantes de un plan de proceso.
- ❖ Permitir que la gerencia revise los riesgos de seguridad, ambientales y de interrupción del negocio de una manera integrada y rentable.
- ❖ Reducir sistemáticamente la probabilidad de falla a través de un mejor uso de los recursos de mantenimiento e inspección.
- ❖ Identificar las áreas de alta consecuencia que se pueden utilizar para las modificaciones de la planta o instalación de sistemas de seguridad que permitan reducir el riesgo (mitigación del riesgo). [1]

Los riesgos son presentados en una matriz, donde el eje vertical representa la frecuencia de falla y el eje horizontal la consecuencia de falla.

Dentro de la Matriz se encuentra cuatro zonas de riesgo: bajo, medio, medio alto y alto. (Ver figura 1).

Figura 1. Matriz de riesgo tomada de API RP 581



Fuente: API RECOMMENDED PRACTICE 581; Third Edition, April 2016.

A continuación, en la figura 2 tabla. 2.C.2.1 del API RP 581 se puede apreciar las categorías de efectividad de la inspección.

Figura 2. Efectividad de la inspección por API RP 581

Inspection Effectiveness Category	Inspection Effectiveness Description	Description
A	Highly Effective	The inspection methods will correctly identify the true damage state in nearly every case (or 80-100% confidence).
B	Usually Effective	The inspection methods will correctly identify the true damage state most of the time (or 60-80% confidence).
C	Fairly Effective	The inspection methods will correctly identify the true damage state about half of the time (or 40-60% confidence).
D	Poorly Effective	The inspection methods will provide little information to correctly identify the true damage state (or 20-40% confidence).
E	Ineffective	The inspection method will provide no or almost no information that will correctly identify the true damage state and are considered ineffective for detecting the specific damage mechanism (less than 20% confidence).
Note: On an inspection effectiveness category E, the terminology of ineffective may refer to one or more of the following cases: <ol style="list-style-type: none"> 1. No inspection was completed. 2. The inspection was completed at less than the requirements stated above. 3. An ineffective inspection technique and/or plan was utilized. 4. An unproven inspection technique was utilized. 5. Insufficient information was available to adequately assess the effectiveness of the inspection. 		

Fuente: API RECOMMENDED PRACTICE 581; Third Edition, April 2016.

4.2.1 Estimación de probabilidad de falla. Los factores de ajuste en la frecuencia genérica de falla reflejan diferencias entre los mecanismos de daño y los procesos de gestión de la fiabilidad dentro de una planta. El “DF” ajusta la frecuencia de falla genérica basada en los mecanismos de daño activo al que está sujeto el componente y considera la susceptibilidad al daño.

Mecanismo y/o la velocidad a la que se acumula el daño. El “DF” también tiene en cuenta los históricos, los datos de inspección y la efectividad de las inspecciones pasadas y futuras.

El factor de los sistemas de gestión se ajusta a la influencia del sistema de gestión de la instalación en la integridad mecánica de la planta. El “DF” es aplicado en un componente y mecanismo de daño específico, mientras que el factor de sistemas de gestión se aplica igualmente a todos los componentes dentro de una planta.

$$P_f(t) = gff_{total} \cdot D_f(t) \cdot FMS$$

En esta ecuación, el POF, $P_f(t)$, se determina como el producto de una frecuencia de falla genérica total (GFF), gff_{total} .

Un factor de daño (DF), $D_f(t)$, y un factor de sistemas de gestión, FMS . [1]

Por otro lado, se puede decir que, para la estimación de la probabilidad, el factor de daño “DF” es una herramienta que ayuda a determinar las prioridades de inspección y optimizar los esfuerzos de inspección. Los “DF” no proporcionan una evaluación definitiva del componente para la condición física para el servicio (Fitness-For-Service). La función básica del “DF” es evaluar estadísticamente la cantidad de daño que puede estar presente como una función del tiempo en servicio y la efectividad de una actividad de inspección.

Actualmente según API RP 581, se proporcionan estimaciones de “DF” para los siguientes mecanismos de daños como se aprecia en la figura 3:

Figura 3. DF's para la estimación de la probabilidad en API RP 581

Thinning – D_{f-gov}^{thin}
Stress Corrosion Cracking (SCC) – D_{f-gov}^{SCC}
External Damage – D_{f-gov}^{extd}
High Temperature Hydrogen Attack (HTHA) – D_f^{HTHA}
Mechanical Fatigue (Piping Only) – D_f^{fat}
Brittle Fracture – D_{f-gov}^{brit}

Fuente: API RECOMMENDED PRACTICE 581; Third Edition, April 2016.

4.2.2 Estimación de consecuencia de falla. Las áreas de consecuencia pueden ser determinadas de acuerdo con las lesiones a personas, daños a componentes por radiación térmica y explosiones. Las pérdidas financieras son determinadas con base al área afectada por la liberación, el tamaño del equipo y los dispositivos de aislamiento instalados juegan un papel importante en la estimación del inventario de fluido disponible para fuga en eventos potenciales. [1]

En la figura 4, se presenta un paso a paso para el análisis de consecuencia nivel 1 y nivel 2 descritos por API RP 581.

Figura 4. Paso a paso para la estimación de la consecuencia por API RP 581

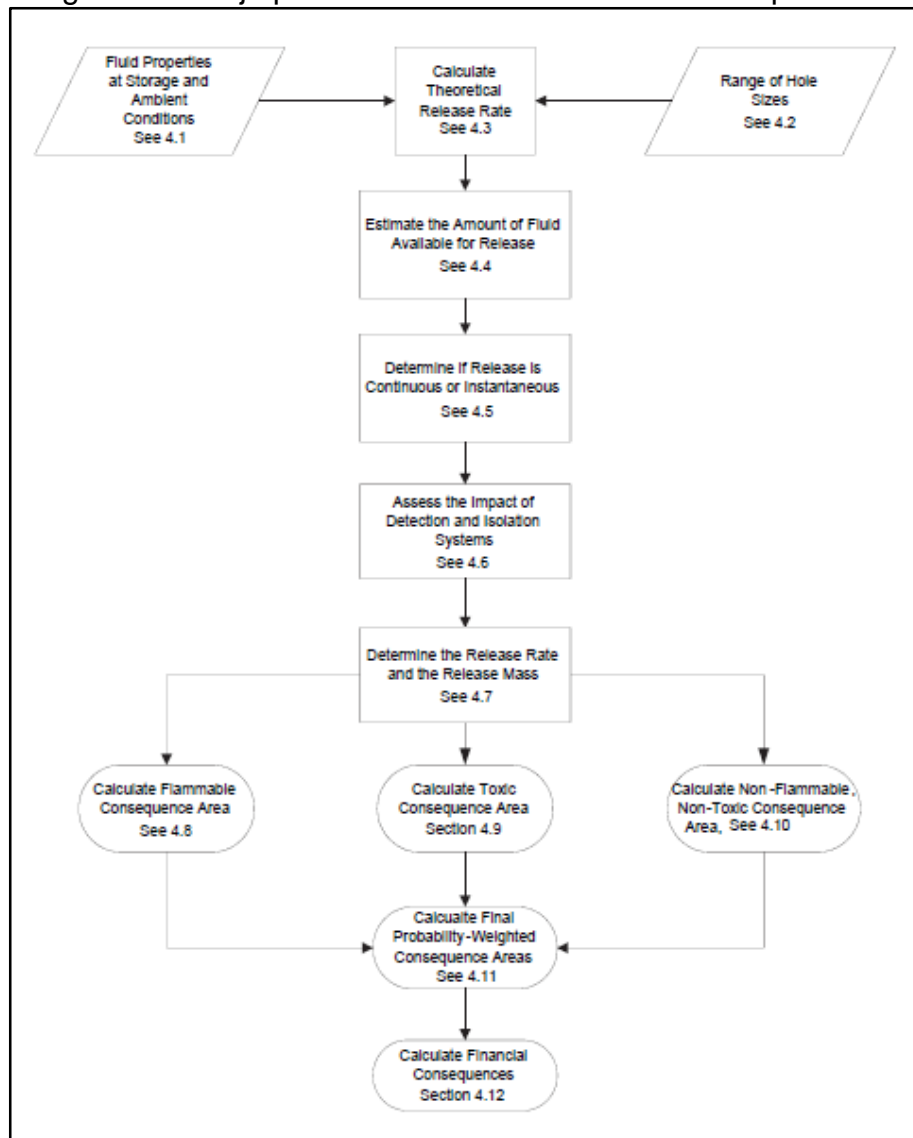
Step	Description	Section in this Part	
		Level 1 Consequence Analysis	Level 2 Consequence Analysis
1	Determine the released fluid and its properties, including the release phase.	4.1	5.1
2	Select a set of release hole sizes to determine the possible range of consequence in the risk calculation.	4.2	
3	Calculate the theoretical release rate.	4.3	5.3
4	Estimate the total amount of fluid available for release.	4.4	
5	Determine the type of release, continuous or instantaneous, to determine the method used for modeling the dispersion and consequence.	4.5	
6	Estimate the impact of detection and isolation systems on release magnitude.	4.6	
7	Determine the release rate and mass for the consequence analysis.	4.7	5.7
8	Calculate flammable/explosive consequence.	4.8	5.8
9	Calculate toxic consequences.	4.9	5.9
10	Calculate non-flammable, non-toxic consequence.	4.10	5.10
11	Determine the final probability weighted component damage and personnel injury consequence areas.	4.11	5.11
12	Calculate financial consequence.	4.12	

Fuente: API RECOMMENDED PRACTICE 581; Third Edition, April 2016.

Por otra parte, en la figura 5 se puede apreciar el diagrama de flujo para determinar el cálculo final de la consecuencia por API RP 581.

Las estimaciones de consecuencia para cuatro tamaños de agujeros de fuga, desde 0,25 pulgadas hasta la ruptura total, son calculadas y sumadas. Para eventos con fluidos inflamables se efectúan cálculos para determinar de que el evento sea una explosión de una nube de vapor, un fuego tipo llamarada (flash), un fuego tipo antorcha (jet), un incendio tipo piscina (pool fire) o una dispersión segura (sin ignición). [1]

Figura 5. Diagrama de flujo para el cálculo de la consecuencia por API RP 581



Fuente: API RECOMMENDED PRACTICE 581; Third Edition, April 2016.

4.2.3 Evaluación del deterioro del equipo. El núcleo del factor de equipo FE es la evaluación de los mecanismos de degradación activos y potenciales (por ejemplo, corrosión localizada o agrietamiento ocasionado por H₂S húmedo) y las tasas de daño (tasa de corrosión o tasa de agrietamiento). Esta evaluación está incluida en los módulos técnicos desarrollados para cada tipo de mecanismo de degradación (incorporados en la publicación API RP 581), los cuales se utilizan en el cálculo del factor de modificación de equipo. [1]

Por otro lado, se han desarrollado diversos módulos técnicos específicos para cada uno de los diferentes tipos de mecanismos de daños identificados como activos en la industria de procesamiento de hidrocarburos y petroquímica, como por ejemplo:

- ❖ Mecanismos de corrosión general y localizada.
- ❖ Mecanismos de agrietamientos ocasionados por corrosión bajo tensión (Stress Corrosion Cracking – SCC).
- ❖ Agrietamiento ocasionado por Ataque por Hidrogeno.
- ❖ Daños ocasionados por Ataque por Hidrogeno a alta temperatura.
- ❖ Fractura Frágil y otros efectos Térmicos/Mecánicos.

Estos módulos técnicos cumplen cuatro funciones:

- ❖ Analizar las condiciones de operación para identificar los mecanismos de degradación activos.
- ❖ Establecer la tasa de daño.
- ❖ Cuantificar la efectividad del programa de inspección.
- ❖ Calcular el factor que modificara la frecuencia genérica de falla. [1]

4.2.4 Variables de proceso por Inspección Basada en Riesgos (RBI)

- ❖ **Aislamiento:** El aislamiento se refiere al recubrimiento aislador que permite mantener a los equipos y tuberías en servicio caliente, así mismo los equipos aislados pueden estar sujetos a corrosión externa debajo del aislamiento. [1]
- ❖ **Especificación de los Materiales:** Cada material provee propiedades de resistencia propias a sus elementos constituyentes, y cada material tendrá tendencia a mecanismos de daños específicos, para un completo análisis de inspección basada en riesgo el material debe ser registrado con su designación

completa, así como los tratamientos térmicos que disminuyen su tendencia a la degradación. [1]

- ❖ **Espesor:** Se refiere al grosor original del material de construcción del equipo. En el caso de las torres de destilación, deben considerarse todos los espesores y dividir la torre en partes que permitan estudiar la degradación de cada espesor por separado. [1]
- ❖ **Espesor actual:** Este permite calcular el estado de desgaste presente en el equipo al compararlo con el espesor de diseño. Con este dato se calcula la tasa de corrosión del equipo. [1]
- ❖ **Grupo de Inventario:** Es un término usado para designar un grupo de equipos que pueden estar lejanamente aislados de otras secciones de la planta en una situación de emergencia. Este es usado para el cálculo de consecuencia, y asume que el inventario total de un equipo dentro de un grupo de inventario esta potencialmente disponible para fugar por cualquier equipo dentro del grupo de inventario. [1]
- ❖ **Historial de un equipo:** Son los archivos o documentos que contienen información que permite evaluar el comportamiento de un equipo a lo largo del tiempo, puesto que se registran todas las actividades y procesos ocurridos. Con este se puede identificar las fallas repetidas, evaluar el esfuerzo de mantenimiento preventivo, y facilitar la proposición de mejoras en el equipo. [1]
- ❖ **Presión de diseño:** La presión de diseño de un equipo no debe ser mayor que la presión en condiciones severas, es decir, esta presión representa el máximo valor de presión al que se puede operar el equipo sin presentar consecuencias negativas. [1]
- ❖ **Temperatura de diseño:** La temperatura de diseño de un equipo, es la temperatura a la cual trabaja bajo la presión de diseño y con el espesor original, para establecerla se debe considerar la temperatura del fluido, la temperatura ambiente, la radiación solar, enfriadores, calentadores, entre otros. [1]
- ❖ **Temperatura y Presión de Operación:** Se refieren a las condiciones actuales a las que se encuentra sometido el equipo en cuanto a temperatura y presión. [1]
- ❖ **Velocidad de Corrosión:** La disminución de espesor indica la degradación del equipo. La razón de la disminución de espesor entre el tiempo que transcurrió se conoce como Velocidad de corrosión. Esta es expresada en milésimas de pulgadas por año (MPY). [1]

La ecuación muestra como determinar la velocidad:

$$Velocidad\ de\ Corrosi3n = \frac{Espesor\ Nominal - Espesor\ Medido}{Tiempo}$$

En donde:

VC = Velocidad de Corrosi3n

EN = Espesor nominal (mplg)

EM = Espesor m3nimo (mplg)

T = Tiempo transcurrido (A3os)

Vida 3til: Se refiere a la duraci3n estimada en el que un equipo puede tener cumplimiento correcto de la funci3n para el cual fue dise3ado. Es necesario tener en cuenta esta informaci3n de los equipos puesto est3n expuestos a mecanismos de da3o progresivos, y son dise3ados para una vida finita. Aquellos equipos que poseen esta informaci3n deben ser considerados para una vida finita de 40 a3os. [1]

4.3 DESCRIPCI3N DE LA PLANTA Y / O UNIDAD DE ESTUDIO

Una unidad de generaci3n de hidr3geno tiene varias secciones o etapas las cuales se describen brevemente a continuaci3n:

❖ **Secci3n de compresi3n:** El objetivo de la compresi3n es adecuar la carga a la presi3n requerida del proceso ya que el gas viene con una presi3n baja y se requiere aumentarla.

El gas de carga entra al tambor de succi3n del compresor en donde se le retira la humedad con la ayuda de una malla demister instalada en el interior del tambor, el gas seco es enviado luego hacia el compresor.

❖ **Secci3n de precalentamiento:** El objetivo del precalentamiento es aprovechar el calor del gas de s3ntesis para aumentar la temperatura del gas de carga que se dirige a la secci3n de desulfurizaci3n de la carga.

La corriente de gas de carga con el hidr3geno importado pasa por el lado de casco de los precalentadores y/o intercambiadores de calor e intercambia calor con el gas de s3ntesis que fluye por el lado tubos. Al salir de los precalentadores la corriente entra a la secci3n de desulfurizaci3n de la Carga.

❖ **Sección de desulfurización:** El objetivo de la desulfurización es remover la mayor cantidad de sulfuro presente en el hidrógeno del gas de carga.

El gas de carga entra al tambor desulfurizador que contiene un catalizador de óxido de zinc cuyo compuesto se encarga de adsorber el sulfuro de hidrógeno. Este tipo de plantas tienen dos tambores desulfurizadores con el fin de asegurar una remoción total del sulfuro de hidrógeno.

❖ **Sección de reformado:** El objetivo del reformado es producir el hidrógeno a partir del gas natural y el vapor de agua. este proceso requiere calor y se desarrolla en presencia de un catalizador. Como subproductos de la reacción están el monóxido y el dióxido de carbono.

La corriente de gas de carga hidrotratada y desulfurizada recibe una corriente de vapor de alta presión, el cual se produce en la sección de recuperación de calor y generación de vapor. La corriente mezclada de gas y vapor reaccionan al interior de los tubos donde se encuentra el catalizador para la reacción. El catalizador está empacado dentro de los tubos y soportado por una malla en la parte inferior que evita la fuga del catalizador hacia el proceso aguas abajo.

El producto de la reacción es gas de síntesis que sale por la parte inferior de los tubos y se recolecta en los cabezales que dirigen el flujo hacia el lado casco del intercambiador el cual genera el vapor de proceso, en este intercambiador se calienta el agua de calderas proveniente del tambor de vapor. El agua de caldera llega desde el tambor de vapor por el lado tubos y se calienta hasta evaporarse con el gas de síntesis. El vapor generado sube a través de tubos ascendentes que lo dirigen de regreso al tambor de vapor por el efecto de termosifón.

❖ **Sección de conversión:** El objetivo de la conversión es transformar el monóxido de carbono en dióxido de carbono.

El gas de síntesis que proviene del intercambiador el cual se encarga de generar el vapor, entra por al convertidor, allí se encuentra con un lecho de catalizador de óxido de hierro, cobre y cromo empacado entre dos lechos de bolas inertes. El gas de síntesis sale y continúa hacia el proceso de separación caliente.

❖ **Sección de separación caliente:** El objetivo de la separación caliente es comenzar a retirarle al gas de síntesis el agua en exceso.

El gas de síntesis entra por el lado tubos de los precalentadores de carga en donde transfiere calor al gas de carga que fluye por el lado casco. El gas de síntesis

continúa hacia el lado tubos del precalentador de agua de calderas en donde intercambia calor con agua de calderas que fluye por el lado casco. Luego entra al tambor separador de condensado caliente, en donde se separa el condensado. El gas de síntesis sale hacia el tambor separador de condensado frío.

❖ **Sección de separación fría:** El objetivo de la separación fría es retirar el agua que queda en el gas de síntesis, antes de que este entre a la sección de purificación.

El gas de síntesis que sale del tambor separador y entra al enfriador de aire. A la salida del enfriador entra por el lado casco del enfriador del gas de síntesis e intercambia calor con agua de enfriamiento que fluye por el lado tubos y va hacia la sección de purificación.

❖ **Sección de purificación:** La corriente de gas de síntesis, libre de agua, entra a la sección de purificación, en donde los contaminantes del hidrógeno se retiran a través del proceso de adsorción por cambio de presión (PSA por sus siglas en inglés Pressure Swing Adsorption).

Luego del proceso de obtención del hidrógeno que es el producto principal de la unidad, este es enviado hacia las unidades de hidrotratamiento (diésel, nafta, hydrocracking, etc.) donde es requerido como materia prima para continuar con la operación y producción de estas unidades que son parte de una refinería.

Fuente: API RECOMMENDED PRACTICE 571; SECOND EDITION, APRIL 2011.



Los mecanismos de degradación que se pueden presentar en la unidad generadora de hidrogeno se dividen en dos grupos:

- ❖ Los mecanismos de corrosión por adelgazamiento.
- ❖ Los mecanismos por agrietamiento.

4.4 MECANISMOS DE DEGRADACIÓN PRESENTES EN UNA PLANTA DE HIDROGENO

4.4.1 Creep and Stress Rupture (Fluencia y Esfuerzos de Ruptura). A altas temperaturas, los componentes del metal pueden lenta y continuamente deformarse bajo carga por debajo del esfuerzo de fluencia. La deformación conduce al daño que puede eventualmente conducir a una ruptura. La velocidad de deformación está en función del material, carga, y temperatura, la velocidad de falla (velocidad de alargamiento) es sensible a la carga y a la temperatura.

Generalmente, un incremento cercano a los 25 °F (12 °C) o un incremento de 15% en el esfuerzo pueden disminuir la vida remanente a la mitad o más, dependiendo de la aleación. Este mecanismo es promovido por ciertos tipos de carburos en algunos aceros Cr - Mo. La falla por creep (fluencia) es encontrada en equipos que operan a altas temperaturas sobre el rango de creep (fluencia). Tubos calentadores en intercambiadores de calor son especialmente susceptibles también como soportes, y otros componentes internos de hornos. [2]

4.4.2 High Temperature Hydrogen Attack “HTHA” (Ataque por Hidrogeno a Alta Temperatura). El ataque de hidrógeno a alta temperatura (HTHA) se define como una reducción de la resistencia y la ductilidad del acero por la reacción a alta temperatura del hidrógeno absorbido con carburos en el acero, dando como resultado la descarburación y fisuración interna.

HTHA es el resultado de la disociación y disolución del hidrógeno en el acero, y luego reacciona con el carbono en solución en el acero para formar metano. Esto puede dar lugar a una descarburación de la superficie, cuando la reacción ocurre principalmente en la superficie y extrae carbono del material, o una descarburación interna cuando el hidrógeno atómico penetra en el material y reacciona con el carbono para formar metano, que se acumula en los límites de los granos y/o en las interfaces de precipitados y no se puede difundir fuera del acero. Esto causa las fisuras típicas de HTHA.

La descarburación de la superficie produce una disminución de la dureza y un aumento de la ductilidad del material cerca de la superficie. Esto suele ser solo una preocupación menor para este tipo de aplicaciones. Sin embargo, la descarburación interna, y en particular la formación de metano y el consiguiente desarrollo de

vacíos, puede llevar a un deterioro sustancial de las propiedades mecánicas debido a la pérdida de carburos y la formación de huecos, y al fallo catastrófico.

Los principales factores que influyen en HTHA son la presión parcial de hidrógeno, la temperatura del acero y la duración de la exposición. El daño generalmente ocurre después de un período de incubación, que puede variar desde unas pocas horas hasta muchos años, dependiendo de la severidad del ambiente. Las temperaturas altas y las presiones parciales de hidrógeno bajas favorecen la descarburación de la superficie, mientras que las condiciones opuestas (temperatura más baja, presión parcial de hidrógeno alta) favorecen la fisuración. Además, la composición del acero influye en la resistencia a HTHA; en particular, los elementos que fijan carbono en precipitados estables como Cr, Mo y V son muy importantes. El aumento del contenido de dichos elementos aumenta la resistencia a HTHA, y los aceros Cr-Mo con más del 5% de Cr y los aceros inoxidable austeníticos no son susceptibles a HTHA. [3]

4.4.3 High Temperature Oxidation (Oxidación a Alta Temperatura). La oxidación de la superficie consume un metal por reacción progresiva entre la superficie del metal y los gases oxidantes a temperaturas elevadas. La reacción generalmente produce una escala, o capa de óxidos metálicos, en la superficie del metal. A medida que la escala de óxido se desarrolla en la superficie del metal, la velocidad de oxidación tiende a disminuir con el tiempo porque se controla por difusión. La eliminación de la escala (por ejemplo, mediante desconchado) hace que aumente la velocidad de oxidación.

La temperatura tiene una influencia significativa en la tasa de oxidación. Los aceros al carbono muestran una resistencia satisfactoria a la oxidación hasta aproximadamente 565 ° C (1050 ° F). Por encima de esa temperatura, las tasas de oxidación aumentan rápidamente. Los aceros de aleación que contienen cromo, o cromo y níquel, que producen escamas más protectoras en la superficie, proporcionan mayor resistencia a la oxidación a temperaturas más altas.

La oxidación de muchas aleaciones resultará principalmente en la formación de incrustaciones en la superficie, que es detectable con la técnica de medición de espesores. Algunas aleaciones pueden oxidarse preferentemente debajo de la superficie externa del metal. Esta oxidación interna (dentro del metal mismo) no es detectable con el examen de la superficie o las mediciones de espesor.

El silicio y el aluminio son otros elementos de aleación que aumentan la resistencia a la oxidación. Sin embargo, su adición se limita a concentraciones menores teniendo en cuenta la relación porcentaje / peso con el fin de evitar la degradación de las propiedades mecánicas del material. [3]

4.4.4 Thermal Fatigue (Fatiga Térmica). La fatiga térmica es una forma de agrietamiento por fatiga que afecta a componentes metálicos que están sujetos a

esfuerzos cíclicos causados por variaciones en la temperatura. La ocurrencia de fatiga térmica está determinada por la diferencia de temperatura y la frecuencia del ciclo de temperatura. El tiempo de falla disminuye a medida que aumenta el nivel de esfuerzos y la frecuencia de ciclos. La fatiga térmica puede ser muy localizada en la naturaleza.

La magnitud de las tensiones que causan la fatiga térmica de una aleación es directamente proporcional al módulo de elasticidad del material, al coeficiente de expansión térmica y al cambio de temperatura durante el ciclo de temperatura. En igualdad de condiciones, los aceros inoxidable austeníticos generan mayores tensiones que los aceros ferríticos debido a su mayor coeficiente de expansión térmica y menor conductividad térmica. Las tensiones generadas deben ser lo suficientemente grandes como para causar que la tensión plástica se produzca en una muesca o defecto en un material. Los ciclos de temperatura repetidos hacen que la tensión plástica adicional se acumule en el material hasta una cantidad crítica donde se producirá una falla por la rápida propagación de grietas. La cantidad crítica de deformación que un material puede acumular antes de que ocurra una rápida propagación de grietas depende de una serie de propiedades del material, como la resistencia al rendimiento, la ductilidad y la microestructura.

La fatiga térmica puede tener un aporte de corrosión, en cuyo caso el mecanismo se describe como fatiga por corrosión térmica. El mecanismo de fatiga por corrosión térmica comienza con la formación de una capa de producto de corrosión en la superficie. Esta capa normalmente puede proporcionar cierta protección contra la corrosión adicional, pero la aplicación de tensiones térmicas puede causar que se formen microgrietas que se extienden a la superficie del metal. El metal expuesto corroe nuevamente, formando una muesca. Los ciclos repetidos de tensión térmica hacen que la muesca penetre más profundamente en el metal. A medida que este proceso continúa, las grietas en forma de muesca pueden propagarse a través de la pared hasta que se produzca la ruptura. Las grietas por fatiga térmica comienzan en la superficie del metal y se propagan de manera transgranular en una dirección perpendicular a la dirección de la tensión principal. Las grietas longitudinales se producen cuando la tensión cíclica principal es inducida por fluctuaciones en la presión interna. Las grietas transversales se producen cuando el principio de tensión cíclica es una tensión de flexión inducida por la expansión y contracción térmica. Las grietas por fatiga térmica suelen ser rectas y no ramificadas, con agujas o en forma de cuña y, a menudo, en grupos. Aunque las grietas por fatiga por corrosión térmica a menudo tienen forma de cuña y están llenas de producto de corrosión, a veces se forman grupos de grietas que son muy apretadas y difíciles de detectar sin un examen detallado.

La fatiga térmica y la fatiga por corrosión térmica pueden ocurrir en cualquier material metálico. Las características tales como hoyos, muescas, esquinas afiladas y bordes de soldadura que actúan para concentrar los esfuerzos pueden ser puntos de inicio para grietas por fatiga térmica. Las condiciones especialmente vulnerables

son el arranque y el apagado, períodos con grandes variaciones de temperatura y posiblemente condiciones de choque térmico (por ejemplo, enfriamiento rápido). [3]

4.4.5 Refractory Degradation (Degradación del Refractario). Tanto los aislantes térmicos como los refractarios resistentes a la erosión son susceptibles a diversas formas de daño mecánico (agrietamiento, desprendimiento y erosión), así como a la corrosión debida a la oxidación, la sulfuración y otros mecanismos de alta temperatura.

El material refractario puede mostrar signos de agrietamiento excesivo, desprendimiento o desprendimiento del sustrato, reblandecimiento o degradación general de la exposición a la humedad.

Los depósitos de coque pueden desarrollarse detrás del refractario y promover el agrietamiento y el deterioro.

En los servicios erosivos, el refractario se puede lavar o diluir, exponiendo el sistema de anclaje. [2]

4.4.6 Temper Embrittlement (Fragilización por Revenido). La fragilización por temple es una pérdida de ductilidad después de una exposición prolongada a altas temperaturas que pueden ser exhibidas por aceros Cr-Mo específicos que contienen altos niveles de elementos residuales. La fragilización por temple afecta particularmente a los aceros 2¼Cr-1Mo y 3Cr-1Mo. Los aceros más altamente aleados (por ejemplo, 5Cr-½Mo y 9Cr-1Mo) y menos altamente aleados (por ejemplo, 1Cr-½Mo y 1¼Cr-½Mo) son menos susceptibles a la fragilidad por temple. La pérdida de ductilidad debida a la fragilidad por temple es evidente solo a temperaturas inferiores a aproximadamente 150 °C (300 °F).

La fragilidad del revenido está relacionada con los niveles de los elementos de aleación silicio (Si) y manganeso (Mn) y la presencia de los elementos residuales (trampa) fósforo (P), estaño (Sn), antimonio (Sb) y arsénico (As) en el acero.

El silicio y el manganeso son adiciones intencionales, mientras que los elementos residuales generalmente se originan a partir de chatarra reciclada introducida durante la fabricación de acero, y no son eliminados por el proceso de refinación del acero. Estos elementos residuales migran a temperaturas elevadas hacia los límites de los granos y forman fases quebradizas. El grado máximo de fragilidad del acero está directamente relacionado con la concentración de estos elementos residuales y la duración de la exposición a altas temperaturas. [3]

4.4.7 Carbonate Stress Corrosion Cracking. El agrietamiento por carbonato (también conocido como agrietamiento por tensión y corrosión de carbonato o SCC de carbonato), se refiere al agrietamiento de un acero bajo la acción combinada de tensión y corrosión en presencia de un agua alcalina que contiene concentraciones

moderadas a altas de ion carbonato. El agrietamiento de carbonato es predominantemente de naturaleza intergranular y típicamente ocurre en las fabricaciones de los aceros al carbono soldados y se presenta como grietas muy finas (tipo tela de araña). El agrietamiento por carbonatos típicamente se propaga paralelo a las soldaduras en el metal base adyacente.

El agrietamiento por carbonatos ha sido más frecuente en los sistemas de compresión de gas húmedo y en la parte superior de la sección de fraccionamiento principal de las unidades de craqueo catalítico, separadores de agua ácida y unidades de conversión térmica (especialmente las unidades de coquización retardada). [3]

4.4.8 Amine Cracking (Arietamiento por Amina). El agrietamiento por amina puede ocurrir en equipos de acero al carbono y acero de baja aleación y tuberías en servicio de aminas. El agrietamiento intergranular se encuentra en las soldaduras adyacentes y resulta de la combinación de un ambiente específico (tipo de amina; concentración y temperatura de la amina) y esfuerzos residuales o aplicados.

El agrietamiento por amina es intergranular y se produce por el efecto combinado de la ruptura de la película protectora inducida por los esfuerzos y la disolución anódica del metal base expuesto. Si la película protectora es demasiado estable, no se producirá agrietamiento. La película casi estable se produce en un rango muy estrecho de condiciones electroquímicas.

El aumento de la concentración de cualquier amina particular reduce la susceptibilidad del acero al carbono al agrietamiento por amina. Esto se atribuye a un cambio a potenciales de metal más activos (lejos de la región de agrietamiento crítico). La experiencia de campo sugiere que el potencial para el agrietamiento por amina varía según el tipo de amina, con el riesgo de disminuir MEA → DEA → MDEA → DIPA → Sulfinol, aunque las diferencias entre DEA, MDEA y DIPA son probablemente insignificantes.

Contaminantes como el H₂S, CO₂, cianuros y carbonatos afectan el potencial de agrietamiento. El agrietamiento por amina no se produce en aminas puras o en soluciones ricas en amina, sino en soluciones de aminas magras con niveles muy bajos de estos contaminantes. [3]

4.4.9 Chloride Stress Corrosion Cracking (Arietamiento por Cloruros Asistido por esfuerzos). El agrietamiento por corrosión por tensión de cloruro (Cl-SCC) es una forma de corrosión localizada que ocurre con mayor frecuencia en los aceros inoxidables austeníticos en ambientes acuosos que contienen cloruro a más de aproximadamente 50 °C (122 °F). El resultado del agrietamiento es en última instancia, la falla frágil de un material muy dúctil. El agrietamiento es típicamente transgranular y altamente ramificado, pero puede ser intergranular o modo mixto en algunos casos.

Al igual que todos los mecanismos de craqueo por corrosión por tensión, el CI-SCC solo se producirá si está presente la combinación correcta de material susceptible, tensión de tracción y condiciones ambientales. [3]

4.4.10 Steam Blanketing (Blanqueo de Superficie por Vapor o Deposición de Sales). El funcionamiento del equipo de generación de vapor es un equilibrio entre el flujo de calor de la combustión del combustible y la generación de vapor dentro de la pared de agua o del tubo generador. El flujo de energía térmica a través de la pared del tubo da como resultado la formación de burbujas de vapor discretas (hirviendo nucleadas) en la superficie de identificación. El fluido en movimiento barre las burbujas. Cuando se altera el equilibrio del flujo de calor, las burbujas individuales se unen para formar una manta de vapor, una condición conocida como Salida desde la ebullición nuclear (DNB). Una vez que se forma una manta de vapor, la ruptura del tubo puede ocurrir rápidamente, como resultado de un sobrecalentamiento a corto plazo, generalmente en unos pocos minutos.

Estas fallas de alta temperatura a corto plazo siempre muestran una explosión abierta con los bordes finos. La microestructura siempre mostrará una severa elongación de la estructura del grano debido a la deformación plástica que se produce en el momento de la falla. [2]

4.4.11 Thermal Shock (Choque Térmico). Una forma de agrietamiento por fatiga térmica (choque térmico) puede ocurrir cuando se desarrollan tensiones térmicas altas y no uniformes durante un tiempo relativamente corto en una pieza del equipo debido a la expansión o contracción diferencial. Si se restringe la expansión / contracción térmica, pueden producirse tensiones por encima de la resistencia elástica del material. El choque térmico usualmente ocurre cuando un líquido más frío entra en contacto con una superficie de metal más caliente. Las grietas de inicio en la superficie también pueden aparecer como grietas "locas". [2]

4.4.12 Short Term Overheating (Sobrecalentamiento a corto plazo). La deformación permanente se produce a niveles de tensión relativamente bajos como resultado del sobrecalentamiento localizado. Esto generalmente resulta en abultamiento y eventualmente falla por la ruptura de esfuerzos.

El daño se caracteriza típicamente por una deformación localizada o abultamiento del orden del 3% al 10% o más, dependiendo de la aleación, la temperatura y el nivel de esfuerzos.

Las rupturas se caracterizan por fallas abiertas en la "boca de pez" y generalmente se acompañan de adelgazamiento en la superficie de la fractura. [2]

4.4.13 Sigma Phase Embrittlement (Fragilización por Fase Sigma). La formación de la fase sigma ocurre cuando los aceros austeníticos y otros aceros inoxidables.

Por ejemplo, el acero dúplex SS, con más de 17% de cromo, se mantiene en el rango de temperatura de 538 - 927 °C (1000 - 1700 °F) durante un período prolongado de tiempo. Sigma es una fase dura, quebradiza, no magnética que contiene aproximadamente el 50% de cromo. Químicamente, la fase sigma representa un compuesto intermetálico de hierro-cromo aproximadamente equivalente a FeCr.

En el acero inoxidable austenítico, se forma principalmente a partir de ferrita residual. La formación de la fase sigma depende de una variedad de factores, que incluyen el tiempo y la temperatura de exposición, la composición de la aleación y el grado de trabajo en frío presente (el trabajo en frío promueve su formación). Dependiendo de la extensión de la fase sigma formada, generalmente hay una pérdida significativa de ductilidad y tenacidad (hasta el punto de fragilidad) por debajo de las temperaturas de 90 °C a 260 °C (200 - 500 °F), y algunas veces más. Como resultado, puede producirse una fractura frágil durante el enfriamiento de temperaturas de operación, manejo y soldadura de reparación. Se debe tener cuidado para evitar impactos (mecánicos o térmicos) o de aplicación repentina cargas de alta tensión cuando el equipo a presión o las tuberías van al rango de temperatura más bajo (por ejemplo, durante tiempos muertos). Aunque las propiedades mecánicas generalmente se ven afectadas a temperaturas ambiente, hay muy poca disminución en las propiedades mecánicas a las altas temperaturas de operación donde se forma la fase sigma. La forma más común de determinar la tenacidad de un material es mediante el uso del "ensayo destructivo" de la prueba de impacto charpy.

Cuando se realiza un examen metalográfico de un acero inoxidable sigmatizado, la interpretación del grado de fragilidad puede ser difícil. El grado en que la fase sigma descompone una aleación depende no solo de su concentración en la microestructura, sino también de la forma, el tamaño, la distribución y la naturaleza de la microestructura misma (forjado, fundido o soldadura). La cantidad de contenido de ferrita residual en estos materiales también determina la cantidad de fase sigma formada.

Cuando las concentraciones relativas de elementos formadores de ferrita, tales como cromo, molibdeno, silicio y niobio son altas en comparación con los elementos formadores de austenita tales como níquel, manganeso, carbono y nitrógeno, la tendencia a la formación de la fase sigma también es alta. Por lo tanto, las altas aleaciones de níquel son relativamente inmunes a la formación de sigma, y las altas aleaciones de cromo son susceptibles. La susceptibilidad y la velocidad de formación de la fase sigma en aleaciones intermedias dependen de la proporción de níquel y cromo. Durante la transformación sigma, las áreas vecinas se agotan de cromo. Esto puede provocar fallas a lo largo de los límites del grano si el material está expuesto a condiciones corrosivas. [3]

4.4.14 Reheat Cracking (Agrietamiento por Recalentamiento). Agrietamiento de un metal debido a la relajación de la tensión durante el tratamiento térmico posterior a la soldadura (PWHT) o en servicio a temperaturas elevadas superiores a 750° F (399 ° C). Se observa con mayor frecuencia en secciones de paredes pesadas.

El agrietamiento por recalentamiento es más probable que ocurra en recipientes de pared pesada en áreas de alta restricción que incluyen soldaduras de boquillas y tuberías de pared pesada [2].

4.4.15 Dissimilar Metal Weld “DMW” Cracking (Agrietamiento por Soldadura Metálica Diferente). El agrietamiento de soldaduras metálicas diferentes ocurre en el lado ferrítico (acero al carbono o acero de baja aleación) de una soldadura entre un austenítico (300 Series SS o aleación de base de níquel) y un material ferrítico que opera a alta temperatura. El agrietamiento puede resultar del daño por arrastramiento, del agrietamiento por fatiga, del agrietamiento por tensión de sulfuro o del desprendimiento de hidrógeno.

En la mayoría de los casos, las grietas se forman en la punta de la soldadura en la zona afectada por el calor del material ferrítico.

Las soldaduras que unen los tubos son el área problemática más común, pero también se ven afectadas las orejetas de soporte o los accesorios de 300 Series SS forjadas o forjadas a 400 Series SS. [2]

4.4.16. CO₂ Corrosion (Corrosión por CO₂). La corrosión del dióxido de carbono (CO₂) se produce cuando el CO₂ se disuelve en agua para formar ácido carbónico (H₂CO₃). El ácido puede disminuir el pH y cantidades suficientes pueden promover la corrosión general y / o la corrosión por picadura del acero al carbono.

Adelgazamiento localizado y/o corrosión por picadura del acero al carbono. El acero al carbono puede sufrir picaduras y ranuras profundas en áreas de turbulencia.

La corrosión generalmente ocurre en áreas de turbulencia y choque, a veces en la raíz de las soldaduras de tuberías. [2]

4.4.17 Amine Corrosion (Corrosión por Amina). Las soluciones acuosas que contienen alcanolaminas se usan comúnmente en el tratamiento de procesos para eliminar gases ácidos, principalmente H₂S y CO₂, de varias corrientes de hidrocarburos líquidos o gaseosos. Las soluciones de aminas más utilizadas son 20% en peso de monoetanolamina (MEA), 30 - 35% en peso de dietanolamina (DEA), 40 - 50% en peso de metildietanolamina (MDEA), 35% en peso de diisopropanolamina (DIPA) y 35 - 50% en peso de diglicolamina. (DGA). Otros procesos patentados de tratamiento de gas ácido utilizan soluciones de amina cuya formulación puede incluir solventes físicos (por ejemplo, sulfolano) o aditivos de solución.

Las soluciones de aminas puras (frescas) no son corrosivas. La alcalinidad de la solución de amina (típicamente a un pH de 10.5 - 11.0) produce una película de óxido de hierro pasiva sobre acero al carbono. La solución de amina se vuelve más corrosiva ya que absorbe H₂S y/o CO₂. Las variables principales que afectan la corrosión son el contenido de gas ácido de la solución (por ejemplo, "carga de gas ácido"), impurezas, velocidad del fluido y temperatura.

A medida que aumenta la carga de gas ácido, el pH de la solución de amina cae del rango de 10.5 a 11.0 al rango de 8.5 a 9.5, dependiendo del tipo de amina. Para el acero al carbono en solventes que contienen CO₂, la reacción de corrosión se inhibe en parte por la formación de una película de carbonato de hierro relativamente friable. Por el contrario, la escala de sulfuro de hierro, formada en presencia de H₂S, es protectora y las tasas de corrosión son mucho más bajas. Incluso pequeñas cantidades de H₂S reducen la tasa de corrosión de CO₂ de acero al carbono al mejorar la naturaleza protectora de la escala de carbonato / sulfuro de hierro presente en la superficie del acero. Unidades que manipulan alimentos con una fracción de H₂S superior al 5% (volumen) del ácido total se ha informado que el gas (H₂S + CO₂) experimenta menos corrosión.

Las soluciones de amina circulantes contienen impurezas (o contaminantes) como los aniones de ácidos orgánicos (formato, acetato, etc., comúnmente conocidos como sales estables al calor), azufre / polisulfuros elementales, sólidos en suspensión y polímeros de amina. La acumulación de impurezas reduce el contenido de amina disponible, lo que puede conducir a mayores cargas de ácido y mayores tasas de corrosión. Algunas de estas impurezas también tienen la capacidad de formar complejos metálicos que mejoran la corrosión al reducir la protección de la película, especialmente a temperaturas elevadas. Como resultado, la corrosión a menudo se produce en las áreas calientes del sistema de aminas magras, como la sección inferior del regenerador, las calderas, los intercambiadores y las tuberías asociadas. [3]

4.4.18 Boiler Water Condensate Corrosion (Corrosión por Agua de Caldera).

Corrosión general y picaduras en el sistema de caldera y tuberías de retorno de condensado. La corrosión causada por el oxígeno tiende a ser un daño de tipo picadura y puede aparecer en cualquier parte del sistema, incluso si solo una cantidad muy pequeña rompe el tratamiento de eliminación. El oxígeno es particularmente agresivo en equipos tales como calentadores cerrados y economizadores donde hay un rápido aumento de la temperatura del agua.

La corrosión en el sistema de retorno de condensado tiende a ser debido al dióxido de carbono, aunque algunos problemas de oxígeno pueden ocurrir si el tratamiento de captación de oxígeno no funciona correctamente. La corrosión del dióxido de carbono tiende a ser un acanalado suave de la pared de la tubería. [2]

4.4.19 Metal Dusting (Polvo de Metal). El polvo metálico es una forma de carburación que resulta en picaduras localizadas aceleradas que se producen en los gases carburantes y / o en las corrientes de proceso que contienen carbono e hidrógeno. Los agujeros generalmente se forman en la superficie y pueden contener hollín o polvo de grafito.

En los aceros de baja aleación, el desperdicio puede ser uniforme, pero generalmente es en forma de pequeñas fosas llenas con un residuo desmenuzable de óxidos metálicos y carburos.

El producto de la corrosión es un polvo de carbono voluminoso que contiene partículas metálicas y, a veces, óxidos metálicos y carburos. Con frecuencia, este polvo será arrastrado por la corriente del proceso que fluye, dejando solo el metal diluido o picado. [2]

5. DISEÑO METODOLÓGICO

La finalidad de este trabajo consistió en la elaboración de los planes de inspección para los equipos estáticos que conforman la sección de reformado con vapor en una unidad generadora de hidrogeno. Tomando como base la metodología Inspección Basada en Riesgos (RBI) de API RP 581 y los mecanismos de daño contemplados en API RP 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry” para tal unidad.

5.1 METODOLOGÍA DE LA INSPECCIÓN BASADA EN RIESGOS (RBI)

Esta metodología se encuentra enfocada en el riesgo, con el fin de priorizar y planificar las inspecciones de equipos estáticos y tubería de proceso de la industria de refinación. La metodología está directamente relacionada con la Gestión de Activos Basado en el Riesgo, Gestión de Integridad basado en el riesgo y Gestión de resultados basado en el riesgo.

La metodología nos sirve para clasificar los equipos y tuberías de proceso de una compañía de acuerdo con el índice de riesgo, es decir por alta (probabilidad y consecuencia de falla), dichos equipos y líneas se les brinda una mayor prioridad para la inspección la cual se define en tipo de inspección, porcentaje y/o alcance de la inspección y ensayos no destructivos (END) a utilizar de acuerdo con los mecanismos de daños contemplados por el RBI.

Lo anterior ayuda a enfocar los recursos de inspección y mantenimiento a los sistemas críticos de una compañía y evita gastos innecesarios donde la opción que se materialice el riesgo en realidad es muy baja o nula.

5.1.1 Método de investigación. Dentro del desarrollo de este trabajo se tuvo en cuenta diversos aspectos tales como:

- ❖ Revisión documental detallada del procedimiento de operación, inspección y mantenimiento de unidades generadoras de hidrogeno a nivel de refinerías.
- ❖ Análisis a fondo de la metodología y desarrollo de talleres de RBI y documentos referentes a las plantas generadoras de hidrogeno.

5.1.2 Proyecto de investigación. El enfoque de este trabajo fue netamente investigativo, partiendo de premisas establecidas en la industria de refinación en la metodología de Inspección Basada en Riesgo (RBI), documentos y normas relacionadas con la elaboración de planes de inspección.

5.1.3 Población. El enfoque de este trabajo fue dirigido a la elaboración de los planes de inspección de los equipos estáticos de una unidad generadora de hidrogeno.

5.1.4 Muestra. El objeto de estudio se centró en la sección de reformado con vapor de una unidad generadora de hidrogeno, que comprende el horno reformador, el intercambiador generador de vapor y línea de transferencia.

5.2 TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

5.2.1 Entrevistas no estructuradas. Preguntas informales a personal con alta experiencia en la operación y mantenimiento de plantas generadoras de hidrogeno.

5.2.2 Observación directa. Fuentes de información que proporcionan datos de proceso y de operación de estudios concernientes al comportamiento y confiabilidad de las plantas generadoras de hidrogeno.

5.2.3 Observación indirecta. De acuerdo con la información recolectada, se determinaron premisas a fin de establecer las tareas de inspección de los equipos comprendidos en la sección.

5.3 ETAPAS DE LA INVESTIGACIÓN

5.3.1 Revisión bibliográfica. Para iniciar este trabajo de grado se tomó como primera medida la búsqueda y recopilación de la información referente a la unidad generadora de hidrogeno mediante la investigación de documentos y normas referentes a la unidad.

5.3.2 Diagnóstico del estado actual de los equipos. Para la selección y reconocimiento de los equipos que se encuentran en la unidad, se investiga sobre diagramas y manuales de proceso con el fin de comprender funcionamiento operacional de la generación de hidrogeno en esta unidad.

5.3.3 Premisas definidas para la metodología RBI

- ❖ Se estableció por defecto la velocidad de corrosión (3 mpy) para materiales de acero al carbono y de (1 mpy), para materiales de acero inoxidable
- ❖ Para definir la temperatura como ventana de integridad se considerará la velocidad de corrosión de diseño para los mecanismos de corrosión por adelgazamiento.
- ❖ Para analizar la susceptibilidad al sulphide stress cracking (SSC) de la tubería construida en acero al carbono y cuando no se tenga el valor de la dureza después del PWHT (tratamiento térmico post soldadura), se asume el valor de dureza entre 200 y 237 HB, para utilizar la tabla 9.4 de API 581.
- ❖ Para evaluar la susceptibilidad al HIC/SOHIC-H₂S: Como premisa se establece que el porcentaje de azufre se encuentra entre 0.002 a 0.01 % wt (acero bajo azufre) para utilizar la tabla 10.4 de API 581.

5.3.4 Historia de la inspección. Se definió como fecha de instalación de los equipos y puesta en servicio de la unidad, el 1 de enero de 2016.

Por tratarse de una unidad nueva, no se tiene historia de inspecciones realizadas en On – stream y tampoco en parada de planta programada. Pero en los dossiers de cada equipo se cuenta con la información de diseño (planos As-bilt, data sheet) e información de ensayos no destructivos realizados durante el proceso de fabricación en cada ellos.

5.3.5 Determinación del riesgo por API RP 581. Se partió de la estimación del riesgo determinado por la probabilidad y consecuencia, bajo procedimientos establecidos en API RP 581.

Donde se asumieron para la estimación de la probabilidad, condiciones de operación y servicio tales como; (temperatura, presión, ph, porcentaje de azufre, criterios de velocidades de corrosión para materiales de acero al carbono y acero inoxidable).

Para la estimación de la consecuencia se tiene en cuenta condiciones tales como; (económicas, ambientales, seguridad de proceso y afectaciones a personas.

5.3.6 Determinación del nivel de riesgo según la matriz de API RP 581. Con los valores hallados de probabilidad y consecuencias se clasifican los equipos en la matriz de riesgo, en la cual se observa el nivel de riesgo al que pertenecen, variando desde el riesgo alto hasta riesgo bajo

5.3.7 Identificación de mecanismos de degradación. Los mecanismos de daño contemplados fueron tomados siguiendo los lineamientos de API RP 571 y API RP 581, para establecer las tareas de inspección.

5.3.8 Elaboración del plan de inspección. Las tareas de inspección se realizaron de acuerdo con los mecanismos de daño definidos en API RP 571 y basados en la metodología de RBI de API RP 581.

6. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

El objeto principal de este trabajo consistió únicamente en la elaboración del plan de inspección de la sección de reformado con vapor de una planta y/o unidad generadora de hidrogeno y que comprende los siguientes equipos:

Tabla 1. Equipos de la sección de reformado con vapor

SECCION DE REFORMADO CON VAPOR		
ITEM	EQUIPO	TAG
1	HORNO REFORMADOR	H1
2	INTERCAMBIADOR DE GENERACION DE VAPOR	E1
3	LINEA DE TRANSFERENCIA	LT1

Fuente: Autor.

En donde:

- H1 – Horno reformador
- E1 – Intercambiador
- LT1 – Línea de transferencia
- ❖ Los límites de batería para esta sección se encuentran establecidos desde la salida de los tambores desulfurizadores que lleva la carga (gas de proceso) al horno “H1” y finaliza en el intercambiador generador de vapor “E1”.
- ❖ A continuación se relaciona la información con las condiciones de diseño para cada uno de los equipos que comprende esta sección:

Tabla 2. Condiciones de diseño por componente de equipo

INFORMACIÓN DE LOS EQUIPOS				
EQUIPO	COMPONENTE	MATERIAL	CORROSION ALLOWANCE	FECHA DE INSTALACIÓN
HORNO "H1"	TUBOS	SA-312 GRTP347H	0.0625"	01/01/2016
	CASING	A-36	0.250"	01/01/2016
	DUCTO DE GASES	A-240	0.125"	01/01/2016
INTERCAMBIADOR "E1"	CANAL	SA-213 GRT11	0.0625"	01/01/2016
	TUBOS	SA-213 GRT11	0.0625"	01/01/2016
	CASCO	SA-516 GR70N	0.250"	01/01/2016
LINEA DE TRANSFERENCIA "LT1"	TUBERIA	SA-516 GR70N	0.125"	01/01/2016
	TUBERIA	SA-387 GR11 CL2	0.0625"	01/01/2016

6.1. DESCRIPCIÓN DE PROCESO DE LA SECCIÓN DE REFORMADO CON VAPOR

En el horno reformador "H1", el metano y el vapor de agua reaccionan para producir el hidrógeno con una pureza del 99.9%. La corriente de gas de proceso se distribuye por los cabezales hacia los tubos que están al interior del horno, dentro de los cuales se encuentra el catalizador para la reacción. El catalizador está empacado dentro de los tubos y soportado por una malla en la parte inferior que evita la fuga del catalizador hacia el proceso aguas abajo.

El producto de la reacción es gas de síntesis que sale por la parte inferior de los tubos y se recolecta en los cabezales que dirige el flujo hacia el lado casco del intercambiador generador de vapor "E1" para recuperar el calor excedente del proceso y luego hacia el convertidor a CO₂.

6.2 DESCRIPCIÓN DE LOS LAZOS DE CORROSIÓN

6.2.1 LAZO DE CORROSIÓN LC-01. (GAS DE PROCESO CALIENTE AL REFORMADOR H1).

Comprende los siguientes equipos y líneas de interconexión entre los mismos:

- ❖ La línea de alimentación al horno reformador - cabezal.
- ❖ Tubos del horno reformador.

6.2.1.1 DESCRIPCIÓN DE CORROSIÓN LC-01.

Comprende materiales de acero inoxidable SS347H con corrosión permisible (C.A) de (0.0625”).

❖ Los mecanismos de daños que pueden estar presentes son:

- Sigma embrittlement.
- Caustic cracking
- Chloride stress corrosion cracking
- Creep/stress-rupture
- Mechanical fatigue

6.2.2 LAZO DE CORROSIÓN LC-02. (GAS DE SINTESIS SECO CALIENTE).

Comprende los siguientes equipos y líneas de interconexión entre los mismos:

- ❖ Línea de transferencia
- ❖ Canal y parte interior de los tubos del intercambiador “E1”

6.2.2.1 DESCRIPCIÓN DE CORROSIÓN LC-02.

Comprende materiales:

- Línea de transferencia en acero al carbono de acero con corrosión permisible (C.A) de (0.125”).
- Línea de transferencia en 1 ¼ Cr – ½ Mo con corrosión permisible (C.A) de (0.0625”).
- Canal del intercambiador en 1 ¼ Cr – ½ Mo con corrosión permisible (C.A) de (0.0625”).
- Parte interior de los tubos del intercambiador en 1 ¼ Cr – ½ Mo.

❖ Los mecanismos de daños que pueden estar presentes son:

- Creep/stress-rupture
- Degradation Refractory
- Oxidation
- Mechanical fatigue

- Temper embrittlement
- Short term overheating
- Metal dusting
- HTHA

6.2.3 LAZO DE CORROSIÓN LC-03. (GASES DE COMBUSTION).

Comprende los siguientes equipos y líneas de interconexión entre los mismos:

- ❖ Casing del horno reformador H1
- ❖ Casco y parte exterior de los tubos del intercambiador “E1”

6.2.3.1 DESCRIPCIÓN DE CORROSIÓN LC-03.

Comprende materiales:

- Casing del horno reformador en A-36 con corrosión permisible (C.A) de (0.250”).
- Casco del intercambiador en acero al carbono con corrosión permisible (C.A) de (0.125”).
- Parte exterior de los tubos del intercambiador en 1 ¼ Cr – ½ Mo.
- ❖ Los mecanismos de daños que pueden estar presentes son:
 - Creep
 - Degradation Refractory
 - Oxidation
 - Short term overheating

6.3 PLANEACIÓN DE LAS TAREAS DE INSPECCIÓN BASADA EN RIESGO.

Teniendo en cuenta los mecanismos de degradación presentes en API RP 571 y siguiendo los lineamientos de la metodología Inspección Basada en Riesgo (RBI) de API RP 581.

6.3.1 Mecanismos de daño relacionados con la edad (AR). En mecanismos de degradación asociados con la edad (AR), para la planeación y establecimiento de la fecha de las tareas de inspección, se utiliza el valor del máximo intervalo de inspección interna que para el propósito de este trabajo es de 10 años y una corrida

de operación de 5 años para la primera (T/A) parada de planta programada de la unidad.

6.3.2 Mecanismos de daño no relacionados con la edad (NAR). Para mecanismos de degradación no relacionados con la edad (NAR), queda a buen juicio del inspector de equipos. Los valores para la inspección se establecen conservadores, debido que para nuestro caso es una unidad nueva y los datos que se utilizaron son teóricos.

6.4 GENERALIDADES DEL PLAN DE INSPECCIÓN

- ❖ Las actividades de inspección de los equipos, para cada mecanismo de degradación relacionados con la edad (AR) y los no relacionados con la edad Para mecanismos de falla AR y NAR con criticidad H y VH, se realizará inspección con una efectividad “A” (Inspection Effectiveness category A), ya sea inspección intrusiva (requiere entrar al equipo) o inspección no intrusiva (no requiere entrar al equipo).
- ❖ (NAR) serán acorde a API RP 571, API RP 581 y el Degradation Library.
- ❖ La siguiente información se utiliza en la designación de las tareas de inspección por cada equipo:
 - **NI:** (No Intrusiva) = Revisiones o chequeos sin abrir el equipo.
 - **OS:** (On Stream) = Inspección en equipos y líneas en operación y/o servicio.
 - **I:** (Intrusiva) = Revisiones o chequeos que requieren abrir el equipo.
 - **T/A:** (Turn Around) = Parada de planta.
 - **SD:** Shut Down = Inspección que se realiza cuando la planta está en parada programada.
 - **TO:** Revisiones o chequeos que se realizan en la superficie externa de los tubos.
 - **TI:** Revisiones o chequeos que se realizan al interior de los tubos.

6.5 ELABORACIÓN DEL PLAN DE INSPECCIÓN SIGUIENDO LA METODOLOGÍA RBI

Para la evaluación del riesgo de en los planes de inspección de los equipos contemplados en la sección de reformado con vapor, se definieron con base en la siguiente matriz (ver figura 6).

Figura 6. Matriz utilizada para la evaluación del riesgo

			PROBABILIDAD				
			1	2	3	4	5
CONSECUENCIA	VH	E	M	M	H	H	VH
	H	D	L	M	M	H	H
	M	C	L	L	M	M	H
	L	B	N	N	L	M	M
	N	A	N	N	N	L	L
			N	L	M	H	VH

Fuente: Ecopetrol S.A

6.5.1 Plan de inspección del horno reformador “H1”. En la tabla 3 se establecen, los planes y/o tareas de inspección para el horno reformador, de acuerdo con el modo de falla establecido por API RP 571 y API RP 581.

6.5.2 Plan de inspección del intercambiador generador de vapor “E1”. En la tabla 4 se establecen, los planes y/o tareas de inspección para el intercambiador generador de vapor, de acuerdo con el modo de falla establecido por API RP 571 y API RP 581.

6.5.3 Plan de inspección de la línea de transferencia “LT1”. En la tabla 5 y 6 se establecen, los planes y/o tareas de inspección para la línea de transferencia, de acuerdo con el modo de falla establecido por API RP 571 y API RP 581.

Para la elaboración de los planes de inspección se utilizaron abreviaciones para las técnicas de ensayos no destructivos (END) y mecanismos de daño, las cuales son muy utilizadas en el campo de la inspección a nivel industrial y de refinerías. Por tal motivo y de manera aclaratoria se mencionan a continuación:

❖ **Técnicas de inspección.**

- VT: Inspección visual.
- IR/T: Ensayo de termografía infrarroja.
- UT: Toma de espesores y examinación por defectología.
- PT: Ensayos de líquidos penetrantes.
- RX: Ensayos de radiografía industrial.

❖ **Mecanismos de daño.**

- REFDEG - EXT: Degradación del refractario.
- THSHOCK: Sobrecalentamiento corto tiempo.
- IC: Corrosión interna.
- HTHA: Ataque por hidrogeno a alta temperatura.
- CAUSCC: Agrietamiento caustico.
- THOXIDATION: Oxidación por alta temperatura.
- TEMP - EMB: Fragilización por revenido.
- BFW - CR: Corrosión por agua de calderas.

Tabla 3. Plan de inspección del horno reformador "H1"

EQUIPO	MODO DE FALLA	COVERTURA	FRECUENCIA	AREA A INSPECCIONAR	DESCRIPCION DE LA TAREA	TIPO DE INSPECCION	PoF	CoF	RIESGO	MODO DE FALLA
Horno Reformador "H1"	CREEP	Zonas identificadas según VT	5Y	Tubos TO	Verificación Dimensional (Medición OD)	I/SD	L	H	M	Daño AR.
Horno Reformador "H1"	HTOXIDATION	VT 100% de tubos	10Y	Tubos TO	VT	I/SD	L	H	M	Daño AR.
Horno Reformador "H1"	REFDEG-EXT	VT 100% de los tubos.	10Y	Tubos TI	VT IR/T	I/SD	L	H	M	Daño AR.
Horno Reformador "H1"	THERMAL FATIGUE	100% de CML definidos para tubos	5Y	Tubos TI	UT Shear Wave	I/SD	N	M	N	Daño NAR.
Horno Reformador "H1"	METAL DUSTING	Tres tubos, 2 áreas por tubo (12" long X 360°)	5Y	Tubos TI	Replica Metalográfica	I/SD	L	H	M	Daño NAR.
Horno Reformador "H1"	THSHOCK	Tres tubos, 2 áreas por tubo (12" long X 360°)	10Y	Tubos TI	VT PT	I/SD	L	H	M	Daño AR.
Horno Reformador "H1"	REFDEG-EXT	VT 100% del Casco	5Y	Casing	VT IR/T	I/SD	L	H	M	Daño AR.
Horno Reformador "H1"	SHORT TERM OVERHEATING	VT 100% del Casing	10Y	Casing	VT IR/T	I/SD	L	H	M	Daño AR.
Horno Reformador "H1"	OXIDATION	VT 100% del Casing	10Y	Casing	VT IR/T	I/SD	H	H	H	Daño AR.

Fuente: Autor.

Tabla 4. Plan de inspección del horno intercambiador “E1”

EQUIPO	MODO DE FALLA	COVERTURA	FRECUENCIA	AREA A INSPECCIONAR	DESCRIPCION DE LA TAREA	TIPO DE INSPECCION	PoF	CoF	RIESGO	MODO DE FALLA
Intercambiador "E-1"	BFW-CR	100% Casco y Boquillas	5Y	Casco y Boquillas	VT UT Espesores	I/SD	M	H	M	Daño NAR
Intercambiador "E-1"	CAUSCC	100% Casco y Boquillas	5Y	Casco y Boquillas	VT	I/SD	L	H	M	Daño NAR
Intercambiador "E-1"	BFW-CR	Tubos de la periferia. 79 tubos	5Y	Haz de Tubos	VT UT Espesores Inspección RST	I/SD	L	H	M	Daño NAR
Intercambiador "E-1"	CAUSCC	100% de la tubería	5Y	Haz de Tubos	VT Inspección RST	I/SD	L	H	M	Daño NAR
Intercambiador "E-1"	STEAM BLANK	Tubos de la periferia.	5Y	Haz de Tubos	VT	I/SD	L	H	M	Daño NAR
Intercambiador "E-1"	THSHOCK	100% Tubos	5Y	Haz de Tubos	VT IR/T	I/SD	L	H	M	Daño NAR
Intercambiador "E-1"	IC	100% Tubos	5Y	Haz de Tubos	VT UT Espesores	I/SD	L	H	M	Daño AR
Intercambiador "E-1"	IC	100% Canal y Boquillas	5Y	Canal y boquillas	VT UT Espesores	I/SD	L	H	M	Daño AR
Intercambiador "E-1"	HTHA	Spot del Canal	5Y	Canal y Boquillas	AUBT Extensive	I/SD	L	H	M	Daño NAR
Intercambiador "E-1"	THSHOCK	100% Canal	5Y	Canal y Boquillas	VT IR/T	NI/SD	L	H	M	Daño NAR
Intercambiador "E-1"	TEMPEMB	100% Canal	5Y	Canal y Boquillas	VT IR/T	NI/SD	L	H	M	Daño NAR
Intercambiador "E-1"	REFDEGEXT	100% Canal	5Y	Canal y Boquillas	VT IR/T	NI/SD	L	H	M	Daño NAR

Fuente: Autor.

Tabla 5. Plan de inspección de la línea de transferencia “LT1” – Material acero al carbono

EQUIPO	MODO DE FALLA	COVERTURA	FRECUENCIA	AREA A INSPECCIONAR	DESCRIPCION DE LA TAREA	TIPO DE INSPECCION	PoF	CoF	RIESGO	MODO DE FALLA
Línea de Transferencia "LT1"	HTHA	Spot a zonas identificadas	5Y	Línea de transferencia Acero al Carbono	AUBT Extensive Metalografía RX PMHF	I/SD	L	H	M	Daño NAR
Línea de Transferencia "LT1"	REFDEG-EXT	100%	5Y	Línea de transferencia Acero al Carbono	Hammer Test VT IR/T	I/SD	L	H	M	Daño NAR
Línea de Transferencia "LT1"	THSHOCK	100%	5Y	Línea de transferencia Acero al Carbono	IR/T	NI/SD	L	H	M	Daño NAR
Línea de Transferencia "LT1"	CREEP	En zonas con caída refractario	5Y	Línea de transferencia Acero al Carbono	FMR Metalografía UT Espesores VT	NI/SD	L	H	M	Daño AR
Línea de Transferencia "LT1"	IC	CML definidos	5Y	Línea de transferencia Acero al Carbono	VT UT Espesores	NI/SD	L	H	M	Daño AR
Línea de Transferencia "LT1"	HTOXIDATION	100%	10Y	Línea de transferencia Acero al Carbono	VT	NI/SD	L	M	L	Daño AR

Fuente: Autor.

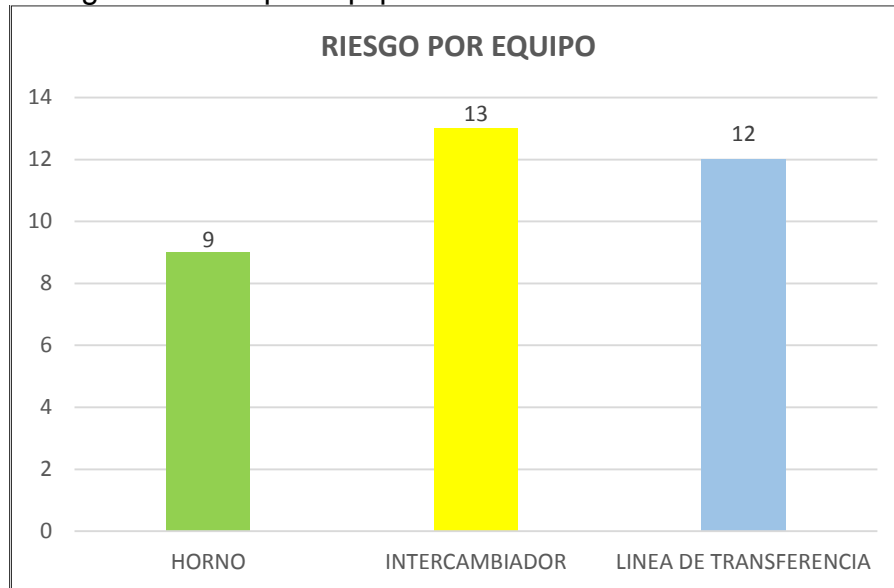
Tabla 6. Plan de inspección de la línea de transferencia “LT1” – Material 1 ¼ Cr – ½ Mo

EQUIPO	MODO DE FALLA	COVERTURA	FRECUENCIA	AREA A INSPECCIONAR	DESCRIPCION DE LA TAREA	TIPO DE INSPECCION	PoF	CoF	RIESGO	MODO DE FALLA
Línea de Transferencia "LT1"	HTHA	Spot a zonas identificadas	5Y	Línea de transferencia 1 1/4 Cr - 1/2 Mo	Hammer Test VT IR/T	I/SD	M	H	M	Daño NAR
Línea de Transferencia "LT1"	REFDEG-EXT	100%	5Y	Línea de transferencia 1 1/4 Cr - 1/2 Mo	Hammer Test VT IR/T	I/SD	M	H	M	Daño NAR
Línea de Transferencia "LT1"	THSHOCK	100%	5Y	Línea de transferencia 1 1/4 Cr - 1/2 Mo	IR/T	NI/SD	L	H	M	Daño NAR
Línea de Transferencia "LT1"	CREEP	En zonas con caída refractario	5Y	Línea de transferencia 1 1/4 Cr - 1/2 Mo	FMR Metalografía UT Espesores VT	NI/SD	L	H	M	Daño NAR
Línea de Transferencia "LT1"	IC	CML definidos	5Y	Línea de transferencia 1 1/4 Cr - 1/2 Mo	UT Espesores	NI/SD	L	H	M	Daño NAR
Línea de Transferencia "LT1"	HTOXIDATION	100%	10Y	Línea de transferencia 1 1/4 Cr - 1/2 Mo	VT	NI/SD	L	M	L	Daño AR
Línea de Transferencia "LT1"	TEMPEMB	100%	5Y	Línea de transferencia 1 1/4 Cr - 1/2 Mo	VT IR/T	NI/SD	L	H	M	Daño NAR

Fuente: Autor

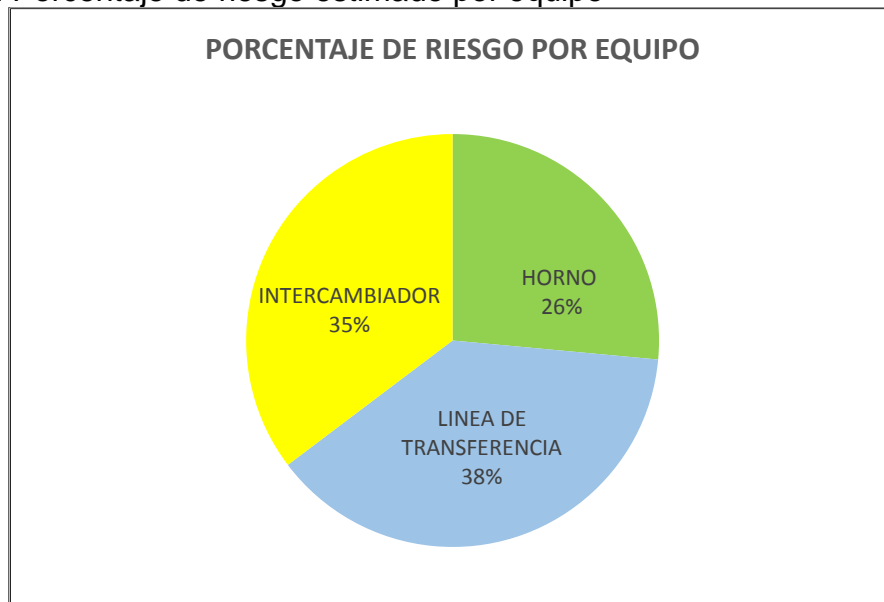
De acuerdo con los planes de inspección realizados y siguiendo los lineamientos de la metodología RBI, se evaluaron un total de 34 riesgos para la sección de reformado con vapor los cuales se encuentran distribuidos de la siguiente manera ver graficas 1 y 2.

Grafica 1. Riesgo estimado por equipo



Fuente: Autor.

Grafica 2. Porcentaje de riesgo estimado por equipo



Fuente: Autor

Continuando con el análisis de los planes de inspección, en la tabla 6 se mencionan de manera detallada los riesgos por mecanismos de daño hallados de acuerdo con la valoración de la probabilidad y consecuencia estimada para cada equipo y componente de la sección de reformado con vapor.

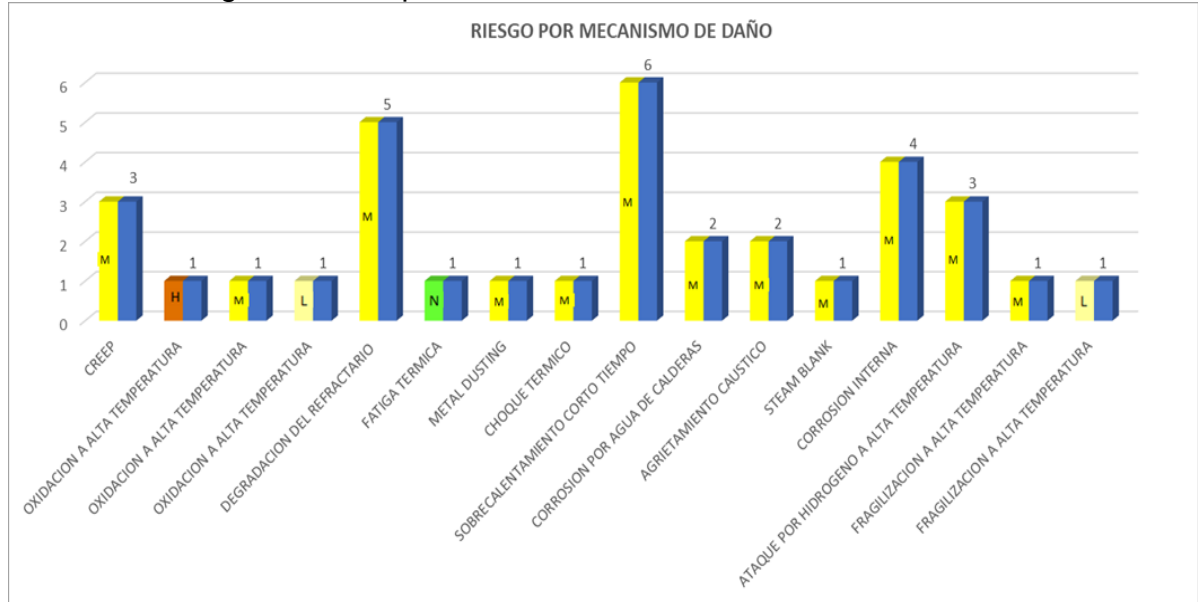
Tabla 7. Mecanismos de daño por equipo y componente

MECANISMOS DE DAÑO	RIESGO	EQUIPO	COMPONENTE
CREEP	M	HORNO "H1"	TUBOS INTERNOS
OXIDACION POR ALTA TEMPERATURA	M		
DEGRADACION DEL REFRACTARIO	M		
FATIGA TERMICA	N		
METAL DUSTING	M		
CHOQUE TERMICO	M		
SOBRECALENTAMIENTO CORTO TIEMPO	M		CASING
DEGRADACION DEL REFRACTARIO	M		
SOBRECALENTAMIENTO CORTO TIEMPO	M		
OXIDACION POR ALTA TEMPERATURA	H		
CORROSION POR AGUA DE CALDERAS	M	INTERCAMBIADOR "E1"	CASCO / BOQUILLAS
AGRIETAMIENTO CAUSTICO	M		CASCO / BOQUILLAS
CORROSION POR AGUA DE CALDERAS	M		HAZ DE TUBOS
AGRIETAMIENTO CAUSTICO	M		HAZ DE TUBOS
STEAM BLANK	M		HAZ DE TUBOS
SOBRECALENTAMIENTO CORTO TIEMPO	M		HAZ DE TUBOS
CORROSION INTERNA	M		HAZ DE TUBOS
CORROSION INTERNA	M		CANAL / BOQUILLAS
ATAQUE POR HIDROGENO A ALTA TEMPERATURA	M		CANAL / BOQUILLAS
SOBRECALENTAMIENTO CORTO TIEMPO	M		CANAL / BOQUILLAS
FRAGILIZACION A ALTA TEMPERATURA	M		CANAL / BOQUILLAS
DEGRADACION DEL REFRACTARIO	M		CANAL / BOQUILLAS
ATAQUE POR HIDROGENO A ALTA TEMPERATURA	M	LINEA DE TRANSFERENCIA "LT1"	MATERIAL ACERO AL CARBONO
DEGRADACION DEL REFRACTARIO	M		
SOBRECALENTAMIENTO CORTO TIEMPO	M		
CREEP	M		
CORROSION INTERNA	M		
OXIDACION A ALTA TEMPERATURA	L		
ATAQUE POR HIDROGENO A ALTA TEMPERATURA	M	LINEA DE TRANSFERENCIA "LT1"	MATERIAL 1 1/4 Cr - 1/2 Mo
DEGRADACION DEL REFRACTARIO	M		
SOBRECALENTAMIENTO CORTO TIEMPO	M		
CREEP	M		
CORROSION INTERNA	M		
FRAGILIZACION A ALTA TEMPERATURA	L		

Fuente: Autor.

En la gráfica 1, se observa la cantidad de riesgos asociados por mecanismo de daño contemplados en los planes de inspección.

Grafica 1. Riesgo asociado por mecanismos de daño



Fuente: Autor.

Con base en el plan de inspección realizado y los mecanismos de daño valorados para cada equipo y componente, se puede deducir que el riesgo estimado para la sección de reformado con hidrogeno se clasifica de la siguiente manera:

- ❖ Equipos con riesgo “N” es del **3%**.
- ❖ Equipos con riesgo “L” es del **6%**.
- ❖ Equipos con riesgo “M” es del **88%**.
- ❖ Equipos con riesgo “H” es del **3%**.

Con base en lo anterior, la probabilidad evaluada en los mecanismos de daños por API RP 581 en su mayoría fue baja “L” dado a que la unidad tiene muy pocos años de haber sido puesta en servicio.

Para el caso de la consecuencia esta presento mayores niveles de valoración en la matriz con respecto a la probabilidad, ya que se considera la afectación a personas, económicos y medio ambiente.

6.6 PLAN DE MITIGACIÓN POR EQUIPO

❖ Horno reformador “H1”:

- Casing; Está construido con un material de acero al carbono (A-36) y presenta los siguientes mecanismos de daño: Degradación interna del refractario (REFDEG-EXT), Short term overheating (STO) y oxidación interna (HTOXID-INT). Para el mecanismo de daño oxidación interna (HTOXID-INT), el casing del horno presentan una probabilidad de falla alta (H) y una consecuencia económica alta (H), por esta razón la criticidad es (H).

El mecanismo de daño oxidación interna, ocurre, si y solo si, se cae el refractario. Se debe realizar termografía en operación al equipo, y en caso de punto caliente, parar inmediatamente la unidad, debido a la activación de mecanismos de daño.

- Los tubos del horno; Están construido en material SS-347 H y presentan los siguientes mecanismos de daño: Creep, carburación (CARBU), agrietamiento caustico (CAUSCC), metal dusting (Metal Dust), corrosión interna (IC), Short Term Overheating (STO) y choque térmico (THSHOCK). L

Los tubos del horno (TI / TO) presentan una probabilidad de falla baja (L) y una consecuencia económica extrema (H), por esta razón la criticidad es media (M).

Para las tareas de inspección y ensayos no destructivos a realizar los ensayos no destructivos en la parada de planta programada (ver tabla #3 – plan de inspección).

❖ Intercambiador “E1”:

- Caso; Está construido con un material base de acero al carbono (SA-516 GR70) y presenta el siguiente mecanismo de daño: corrosión por condensado de agua de calderas (BFW-CR). Para el mecanismo de daño corrosión por condensado de agua de calderas (BFW-CR), el casco del intercambiador presenta una probabilidad de falla media (M) y una consecuencia económica alta (H), por esta razón la criticidad es media (M).

Para el mecanismo de daño corrosión por condensado de agua de calderas (CAUSCC), el casco del intercambiador presenta una probabilidad de falla baja (L) y una consecuencia económica alta (H), por esta razón la criticidad es media (M).

Para el casco del intercambiador “E1”, el mecanismo de daño corrosión por condensado de agua de calderas y CAUSCC, se debe realizar inspección visual y ultrasonido (UT) espesores, con la unidad en operación.

- Canal y Haz de Tubos; Está construido con un material de (SA-387 GR11CL2N) y presenta los siguientes mecanismos de daño: corrosión por BFW-CR, CAUSCC, STEAM BLANK, STO, IC, HTHA, TEMPEMB, REFDEG - EXT.

Para el mecanismos de daño presenta una probabilidad de falla media (L) y una consecuencia económica alta (H), por esta razón la criticidad es alta (M).

Para las tareas de inspección y ensayos no destructivos a realizar con la unidad en servicio y en la parada de planta programada (ver tabla #4 – plan de inspección).

❖ **Línea de Transferencia “LT1”:**

- Está construido en un material base de acero al carbono (SA-516 GR70N) la cual presenta los siguientes mecanismos de daño: Short term overheating (STO), oxidación interna (HTOXID-INT), Corrosión interna (IC), Creep, ataque por hidrogeno alta temperatura (HTHA), TEMPEMB y degradación externa del refractario (REFDEG-EXT).

Para los mecanismos de degradación, presentan una probabilidad de falla media (L) y una consecuencia económica extrema (H), por esta razón la criticidad es media (M).

Para las tareas de inspección y ensayos no destructivos a realizar con la unidad en servicio y en la parada de planta programada (ver tabla #5 – plan de inspección).

- Está construido en un material (SA-387 GR11 CL2) la cual presenta los siguientes mecanismos de daño: Short term overheating (STO), oxidación interna (HTOXID-INT), Corrosión interna (IC), Creep, ataque por hidrogeno alta temperatura (HTHA) y degradación externa del refractario (REFDEG-EXT).

Para los mecanismos de degradación, presentan una probabilidad de falla media (L) y una consecuencia económica extrema (H), por esta razón la criticidad es media (M).

Para las tareas de inspección y ensayos no destructivos a realizar con la unidad en servicio y en la parada de planta programada (ver tabla #6 – plan de inspección).

Teniendo en cuenta lo anterior se puede concluir que la mayor parte de los mecanismos de daño contemplados en el plan de inspección se encuentran con una criticidad media “M” y tan solo uno con criticidad “H” de acuerdo con la matriz de evaluación del riesgo. Por tal motivo se deben priorizar recursos para la ejecución de las tareas de inspección y de mantenimiento para aquellos equipos con criticidad más alta, pero también se deben tener en control los equipos con riesgo bajo con el fin de garantizar la confiabilidad e integridad de los equipos y así evitar daños y emergencias operacionales.

7. CONCLUSIONES

- ❖ A partir de la metodología basada en riesgos (RBI) de API RP 581, se definió de manera concreta la criticidad de cada uno de los equipos que conforman la sección de reformado con vapor.
- ❖ Otro factor importante fue el de conocer a fondo los mecanismos de degradación para cada uno de los equipos que conforman esta sección, con el fin de poder definir las tareas y el grado de efectividad de las inspecciones futuras para cada uno de los activos.
- ❖ La metodología RBI de API RP 581, es una herramienta que nos ayuda optimizar los gastos económicos de recursos en inspecciones y mantenimiento, los cuales repercuten en los tiempos de Parada de Planta no programadas.
- ❖ Por último se puede decir que los objetivos planeados en este trabajo de estudio se cumplieron a cabalidad, con resultados satisfactorios ya que fue un trabajo netamente investigativo.

8. RECOMENDACIONES

- ❖ Aplicar el plan de inspección realizado en este trabajo, a efecto de evitar un incremento en los niveles de riesgo y hacer un uso efectivo de los recursos disponibles para la inspección y el mantenimiento del sistema en estudio.
- ❖ Actualizar el plan de inspección cada vez que ocurran cambios significativos en las condiciones de los equipos, como por ejemplo, cambio de la composición de la carga de alimentación a la instalación, cambios de materiales y modificaciones de los equipos.
- ❖ Expandir el estudio de la unidad mediante la inclusión de los equipos estáticos que integran el resto de los sistemas de la unidad.

8. REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

[1] American Petroleum Institute. Publicación API RP 581 “Risk Based Inspection Base Resource Document”. Third Edition, April 2016.

[2] American Petroleum Institute. Publicación API RP 571 “Damage Mechanisms Affecting Fixed Equipment in the Refining Industry”. Second Edition, April 2011.

[3] Engineering Business Group (OGEI) of Shell Global. Publicación “S-RBI Degradation Library”. Revision 3, August 2004.

(Este documento es de uso privado, fue facilitado unica y exclusivamente para analizar a fondo los mecanismos de daños contemplado en este trabajo).

[4] Ciencia e Ingeniería de los Materiales, Internacional Thomson, 1999.

[5] The Hendrix Group, Introduction to Risk Based Inspection, Primera Edición, 1996.

[6] Balda Salas, Adrián Alejandro, en “Plan de Inspección Basado en Riesgo para Equipos Estáticos de una instalación de Procesamiento de Hidrocarburos” Trabajo de Grado, Departamento de Especialización en Confiabilidad de Sistemas Industriales, Universidad Simón Bolívar, Marzo (2006).

[7] MATTHEWS. Clifford, Handbook of Mechanical In-Service Inspection: Pressure Systems. John Wiley and Sons, 2004.

[8] UHLIG, Herbert H. Corrosión y control de corrosión.